

ESTIMACIÓN DE LAS DIRECCIONES DE FRACTURAS BASADA EN LA TÉCNICA DE LA ELIPSE NMO EQUIVALENTE

FELIPE ANDRÉS PÉREZ VALENCIA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Master en
Ciencias de la Tierra - Énfasis en Geofísica

Director: GERMÁN CAMACHO

MEDELLÍN
UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE INGENIERÍA
2011

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos al Dr. Vladimir Grechka de Shell Exploration & Production Company, Houston, TX, por su invaluable colaboración. Su dedicación facilitó el buen desarrollo del presente trabajo. Sus opiniones enriquecieron ampliamente la investigación.

También quiero agradecer a la Universidad Eafit, en especial a los profesores del Departamento de Geología, por el continuo apoyo que me brindaron y por las opiniones objetivas que siempre expresaron oportunamente, así yo no haya entendido algunas en su momento. Hoy encuentro la razón de ellas.

A Germán Camacho y a Herling González de Ecopetrol por las discusiones sobre los resultados que se obtenían en el proceso. Sus opiniones y comentarios acrecentaron el alcance del trabajo.

A Yaqueline Figueredo por su tiempo, por su colaboración, por su paciencia, y sobre todo, por los buenos momentos en el ICP.

Agradezco finalmente a Ecopetrol por facilitar los medios para desarrollar este trabajo.

INDICE GENERAL

1. Marco teórico	6
1.1. Ecuación NMO 3D para medios no homogéneos anisótropos	7
1.1.1. Deducción de la ecuación NMO 3D	8
1.1.2. Comentarios acerca de la ecuación	10
1.2. Reflectores horizontales en medios ortorrómbicos	11
1.2.1. El modelo ortorrómbico	11
1.2.2. Descripción del normal moveout en medios VTI	13
1.2.3. Velocidad NMO de ondas P desde reflectores horizontales	15
2. Datos y métodos	17
2.1. El campo Catalina	17
2.1.1. Geología estructural	18
2.1.2. Estratigrafía física	22
2.2. Los datos sísmicos del campo Catalina	31
2.3. La estimación de direcciones de fracturas	33
2.4. Calibración del código	35
3. Resultados y discusión	38
3.1. Valores de excentricidad	38
3.2. Cociente V_{min}/V_{max}	39

3.3. Distribución azimutal de las fracturas	39
3.4. Análisis de atributos sísmicos: coherencia	40
4. Conclusiones	50

FIGURAS

1.	Arreglos de fuentes y receptores	3
1.1.	Grupo de líneas CMP con diferente orientación azimutal alrededor del mismo punto medio común (CMP)	7
1.2.	Trayectoria no especular del rayo	8
1.3.	Medio ortorrómbico	12
2.1.	Localización del campo Catalina	18
2.2.	Localización de los pozos en el campo Buturama	19
2.3.	Mapa estructural del campo Buturama	20
2.4.	Línea de buzamiento BCP-77-6	20
2.5.	Línea de rumbo BCP-77-5	21
2.6.	Sección estructural Provincia noroccidental (sector Catalina-Totumal) .	21
2.7.	Estructura local del campo Buturama	22
2.8.	Columna estratigráfica generalizada de la parte norte del Valle Medio del Magdalena	23
2.9.	Geometría de la adquisición en el campo Catalina	32
2.10.	Cubrimiento de la adquisición en el campo Catalina	32
2.11.	Geometría de la adquisición para los datos sintéticos	35
3.1.	Localización de los CDP gathers con un cubrimiento mayor o igual a 60 trazas	42

3.2.	Excentricidad de las elipses NMO en el campo Catalina	43
3.3.	Cociente V_{min}/V_{max} para las elipses NMO en el campo Catalina	44
3.4.	Frecuencia azimutal de las fracturas en el campo Catalina	45
3.5.	Tendencias en la orientación de los distintos tipos de fracturas en la formación Rosa Blanca	45
3.6.	Rumbo y dirección de buzamiento de las fracturas en el campo Catalina-1 con base en registros FMI	46
3.7.	Imagen PSTM del campo donde se muestra la ubicación del horizonte de interés (formación La Luna)	47
3.8.	Imagen del atributo sísmico coherencia en el horizonte de interés (forma- ción La Luna)	48
3.9.	Superposición: Mapa de fracturas e imagen de coherencia	49

TABLAS

2.1. Distribución de fuentes y receptores para los datos sintéticos.	36
2.2. Resultados obtenidos del análisis NMO para los datos sintéticos.	37
2.3. Resultados obtenidos del análisis AVO para los datos sintéticos.	37

GLOSARIO

ANISOTROPIA: Dependencia de las propiedades físicas de un medio con la dirección de medición.

CDP GATHER: Colección de trazas sísmicas que comparten el punto en el reflector donde son reflejadas.

ELIPSE NMO EQUIVALENTE: La variación azimutal de la velocidad NMO representa una elipse en el plano horizontal, con la orientación de sus semiejes determinada por las propiedades del medio y por la dirección de la normal al reflector. En particular, para reflexiones en reflectores horizontales en medios ortorrómbicos, los ejes de las elipses NMO están alineados con los planos de simetría verticales, y éstos, a su vez, están determinados por las direcciones de las fracturas del medio.

FALLA: Plano de rotura en una masa rocosa a lo largo del cual se produce movimiento relativo entre las rocas situadas a ambos lados de dicho plano.

FRACTURA: Pequeñas grietas que se producen en las rocas frágiles cuando el esfuerzo sobre ellas es tal que finalmente se quiebran sin que se produzca un movimiento apreciable. Las fracturas se encuentran en estructuras geológicas que se pliegan, fallan y se fracturan.

MEDIO ORTORRÓMBICO: Medio que tiene tres planos de simetría mutuamente ortogonales, y tres ejes de longitudes diferentes mutuamente perpendiculares. El tensor

elástico de un medio ortorrómbico tiene nueve componentes diferentes:

$$\begin{bmatrix} c_{11} & c_{12} & c_{13} & & & \\ c_{12} & c_{22} & c_{23} & & & \\ c_{13} & c_{23} & c_{33} & & & \\ & & & c_{44} & & \\ & & & & c_{55} & \\ & & & & & c_{66} \end{bmatrix}.$$

MEDIO VERTICALMENTE ISOTROPO (VTI): También llamado *medio con anisotropía polar*. Medio que tiene un eje vertical de rotación; los otros dos ejes son diferentes del eje de rotación, pero equivalentes entre ellos. En cristalografía estos medios son llamados de simetría hexagonal. El tensor elástico de un medio VTI depende de cinco valores diferentes de cero distribuidos en doce entradas distintas de cero:

$$\begin{bmatrix} c_{11} & (c_{11} - 2c_{66}) & c_{13} & & & \\ (c_{11} - 2c_{66}) & c_{11} & c_{13} & & & \\ c_{13} & c_{13} & c_{33} & & & \\ & & & c_{44} & & \\ & & & & c_{44} & \\ & & & & & c_{66} \end{bmatrix}.$$

NORMAL MOVEOUT (NMO): Efecto de la separación entre una fuente y un receptor en el tiempo de arribo de una onda reflejada en un reflector horizontal.

PUNTO COMUN EN PROFUNDIDAD (COMMON DEPTH POINT – CDP): En adquisición sísmica multicanal donde los reflectores son horizontales, es el punto de reflexión común sobre el reflector, o el punto que se encuentra a medio camino cuando la onda viaja desde la fuente hacia el receptor. Si el reflector es plano, el CDP se encuentra verticalmente debajo del CMP.

PUNTO MEDIO COMUN (COMMON MIDPOINT – CMP): En adquisición sísmica multicanal, es el punto sobre la superficie que se encuentra en medio de un par fuente-receptor, que es compartido por numerosos pares fuente-receptor. El CMP se encuentra verticalmente encima del CDP cuando el reflector es plano y horizontal. CMP y CDP no son lo mismo, aunque se usan frecuentemente como sinónimos.

VELOCIDAD NMO: Pendiente inicial de la curva t^2 vs. x^2 (t es el tiempo de arribo y x es el offset). Está dada por la expresión

$$\frac{1}{V_{nmo}^2} \equiv \lim_{x \rightarrow 0} \left(\frac{dt^2}{dx^2} \right) = \frac{1}{V^2(0)} \left[1 - \frac{2}{V(0)} \frac{dV(\phi)}{d \sin^2 \phi} \right]_0,$$

donde $V(0)$ es la velocidad de grupo vertical y ϕ es el ángulo del rayo (a lo largo del cual se propaga la energía).

RESUMEN

En 1998 Grechka y Tsvankin presentaron una ecuación para la velocidad normal moveout (NMO) que describe la dependencia azimutal de los tiempos de viaje de modos puros (P, SV y SH) desde reflectores horizontales y buzantes en medios no homogéneos de anisotropía arbitraria. Las variaciones azimutales de la velocidad NMO representan una elipse en el plano horizontal, con la orientación de sus ejes determinada por las propiedades del medio y la dirección de la normal al reflector. Para medios transversalmente isótropos verticales (VTI) la ecuación propuesta resulta ser una función relativamente simple de la velocidad de fase y de sus derivadas. En medios con simetría ortorrómbica (utilizada para describir yacimientos fracturados), para reflexiones desde interfaces horizontales, los ejes de la elipse NMO están alineados con los planos de simetría vertical, que a su vez están usualmente determinados por la dirección de las fracturas. Por lo tanto, las mediciones azimutales del moveout de ondas P se pueden invertir para obtener la orientación de los planos de simetría (y por tanto de las fracturas) y las velocidades NMO dentro de ellos.

En el presente trabajo se implementó la técnica de la elipse NMO equivalente para hacer estimaciones de direcciones de fracturas. La implementación fue calibrada con datos sintéticos, y luego se utilizó para hacer la estimación del fracturamiento en el campo Catalina (en Valle Medio del Magdalena, Colombia), de interés para Ecopetrol.

Palabras clave: *Anisotropía, medio transversalmente isótropo (TI), medio transversalmente isótropo con eje de simetría horizontal (HTI), medio transversalmente isótropo con eje de simetría vertical (VTI), medio ortorrómbico, normal moveout (NMO), punto medio común (common midpoint, CMP), punto común en profundidad (common depth point, CDP), CDP gather, fractura.*

ABSTRACT

In 1998 Grechka and Tsvankin presented an equation for normal-moveout (NMO) velocity that describes azimuthally dependent reflection traveltimes of pure modes (P, SV and SH) from both horizontal and dipping reflectors in arbitrary anisotropic inhomogeneous media. The azimuthal variation of NMO velocity represents an ellipse in the horizontal plane, with the orientation of the axes determined by the properties of the medium and the direction of the reflector normal. For homogeneous transversely isotropic media with a vertical vertical axis of symmetry (VTI media) the proposed equation becomes a relatively simple function of phase velocity and its derivatives. In orthorhombic media (used to describe fractured reservoirs), for reflections from horizontal interfaces, the axes of the normal moveout ellipse are aligned with the vertical symmetry planes, which in turn are typically determined by the fracture direction. Therefore, azimuthal P-wave moveout measurements can be inverted for the orientation of the symmetry planes (and therefore for the fractures) and the NMO velocities within them.

In this work I implemented the equivalent NMO ellipse technique for estimating directions of fractures. The implementation was calibrated with synthetic data and then used for the estimation of fracture directions in the field Catalina (in Valle Medio del Magdalena, Colombia), of interest to Ecopetrol.

Key words: *Anisotropy, transversely isotropic medium (TI), transversely isotropic media with a horizontal vertical axis of symmetry (HTI), transversely isotropic media with a vertical vertical axis of symmetry (VTI), orthorhombic medium, normal moveout (NMO), common midpoint (CMP), common depth point (CDP), CDP gather, fracture.*

INTRODUCCIÓN

Las fracturas son pequeñas grietas que se producen en las rocas frágiles cuando el esfuerzo sobre ellas es tal que finalmente se quiebran. Las fracturas se encuentran en estructuras geológicas que se pliegan, fallan y se fracturan. La importancia de los yacimientos fracturados radica en que los hidrocarburos pueden quedar atrapados en las fracturas. Localizar áreas con altas densidades de fracturas y determinar su orientación es bastante significativo en la exploración de hidrocarburos (Chopra and Marfurt 2007).

Medios fracturados con simetría ortorrómbica: una breve reseña

La presencia de fracturas en yacimientos de hidrocarburos puede aumentar la porosidad y la permeabilidad del mismo, y el conocimiento de la orientación y la densidad de las fracturas es indispensable para optimizar su producción (Sayers 2007). Cuando la roca reservorio es un carbonato de muy baja porosidad y permeabilidad, la productividad del yacimiento depende exclusivamente de la presencia de fracturas (Narhari et al. 2009). La distribución y el tipo de fracturas es el resultado de los factores: (1) el estado de esfuerzos en el pasado y en el presente, (2) elementos estructurales, (3) tectónica regional, y (4) diagénesis (Schoenberg and Sayers 1995; Narhari et al. 2009). El tamaño de las fracturas normalmente es de orden subsísmico, razón por la cual se han combinado atributos sísmicos (a partir de la sísmica) con registros de pozo para lograr un mejor entendimiento de la distribución de fracturas (Chopra and Marfurt 2007).

Los datos sísmicos pueden resolver fracturas relativamente grandes, de tamaños com-

parables o mayores a las longitudes de onda sísmicas. Muchas fracturas de longitudes subsísmicas, de interés en la exploración de hidrocarburos, no pueden ser resueltas directamente, por lo que casi toda la información sobre ellas se infiere de los datos sísmicos usando teorías de medios efectivos. Grechka y Kachanov (Grechka and Kachanov 2006) realizaron una comparación entre las teorías de Hudson (Hudson 1980), Schoenberg (Schoenberg 1980) y Kachanov (desarrollada en el contexto de la mecánica de materiales) (Kachanov 1980); la más apropiada para la caracterización de fracturas resultó ser la última, pues predice correctamente que la anisotropía inducida por fracturamiento se aproxima a la ortorrómbica.

Thomsen (Thomsen 1986) derivó ecuaciones para la anisotropía débil (entre el 10 y 20 %) de medios elásticos; también introdujo los parámetros de anisotropía ϵ , γ y δ , coeficientes adimensionales que son combinaciones adecuadas de los parámetros elásticos para escribir de manera simplificada dichas ecuaciones. En especial, la anisotropía de secuencias de rocas sedimentarias puede ser causada por (1) orientaciones preferenciales de granos de minerales anisótropos (como en las formaciones de shales), (2) orientaciones preferenciales de las formas de minerales isótropos (tales como plaquetas planas), (3) orientaciones preferenciales de fracturas (tales como fracturas paralelas, o fracturas verticales sin un azimut preferencial), o por (4) depositación de capas delgadas isótropas o anisótropas. Este trabajo se consolidó como punto de partida para el desarrollo de un gran número de investigaciones sobre medios fracturados (véase, por ejemplo, la edición No. 26 de *The Leading Edge*, dedicada a las fracturas).

Tsvankin (Tsvankin 1997a) centró su atención en medios ortorrómbicos, que aunque son comunes en yacimientos fracturados, manejar los nueve parámetros elásticos independientes que los caracterizan los había hecho poco interesantes en sísmica. Notando que la ecuación de Christoffel tiene la misma forma en los planos de simetría de los medios ortorrómbicos y en medios transversalmente isótropos (TI por sus siglas en inglés), los parámetros elásticos se pueden reemplazar por dos velocidades verticales (P y S) y siete coeficientes adimensionales que representan una extensión de los parámetros de anisotropía de Thomsen para modelos ortorrómbicos. Una consecuencia directa de ese trabajo es la reducción del número de parámetros necesarios para describir las velocidades de ondas P y de sus tiempos de viaje; en medios ortorrómbicos, la cinemática de las ondas P depende de la velocidad vertical V_{P0} y cinco parámetros de anisotropía. Este resultado es válido para modelos ortorrómbicos incluso con anisotropía fuerte, y proporciona una herramienta analítica para la inversión de tiempos de viaje de ondas P y para algoritmos de procesamiento de datos en medios ortorrómbicos.

Importancia del normal moveout en la caracterización de fracturas

El efecto de la separación entre una fuente y un receptor en el tiempo de arribo de una onda reflejada en un reflector horizontal se conoce como *normal moveout* (NMO por sus siglas en inglés) (tomado de *Oilfield Glossary* de Schlumberger). Normalmente

una reflexión llega primero al receptor más cercano a la fuente. El offset (distancia entre fuente y receptor) entre la fuente y otros receptores induce un retraso en el tiempo de arribo para una reflexión desde un reflector horizontal que se encuentra a una cierta profundidad. La gráfica de tiempo de arribo t en función del offset x tiene una forma hiperbólica. En la figura 1 se muestra un esquema de la geometría de los arreglos fuente-receptor.

Thomsen (Thomsen 1986) definió la velocidad normal moveout como la pendiente inicial de la curva t^2 vs. x^2 . Forel y Gardner (Forel and Gardner 1988) notaron que el concepto de CMP gather (colección de trazas del registro que comparten su punto medio) pierde su simplicidad cuando se pasa de registros 2D a 3D porque, en general, tanto el offset como el azimut varían en las trazas. Levin (Levin 1971) mostró que la velocidad NMO para un CMP gather sobre un reflector buzante depende de su buzamiento, de su rumbo, y de la velocidad de la onda en el medio. Esto significa que el normal moveout en medios anisótropos es influenciado por variaciones angulares en la velocidad, y por lo tanto contiene información acerca de los parámetros de anisotropía del medio. Grechka y Tsvankin (Grechka and Tsvankin 1998) presentaron una ecuación para la velocidad NMO que describe la dependencia azimutal de los tiempos de viaje para reflexiones de modos puros (ondas P, SV y SH no convertidas), para reflectores horizontales y buzantes en medios no homogéneos de anisotropía arbitraria. En ese trabajo se mostró que la variación azimutal de la velocidad NMO representa una elipse en el plano horizontal, con la orientación de sus semiejes determinada por las propiedades del medio y por la dirección de la normal al reflector. En particular, para reflexiones en reflectores horizontales en medios ortorrómbicos, los ejes de las elipses NMO están alineados con los planos de simetría verticales, y éstos, a su vez, están determinados por las direcciones de las fracturas del medio.

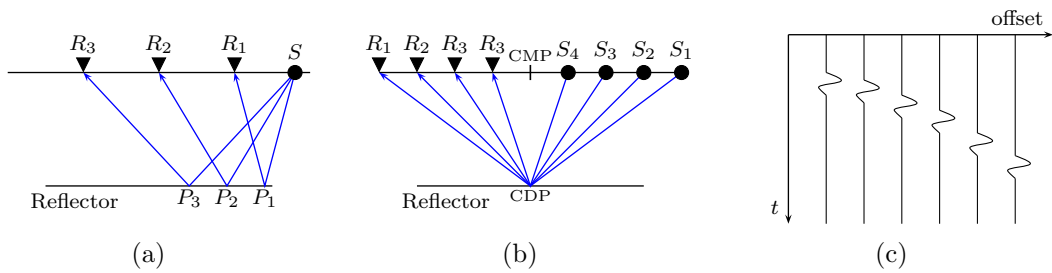


Figura 1: Distribuciones de fuentes S y receptores R . (a) Arreglo para fuente común. Un mismo disparo se registra en diferentes receptores. (b) Arreglo para punto medio común (CMP). Distintos pares fuente-receptor tienen el mismo punto medio. Cuando el reflector es horizontal, el punto común en profundidad (CDP) está verticalmente debajo del CMP. (c) Registro sísmico 2D. La forma hiperbólica se debe al desfase en los tiempos de llegada de las ondas reflejadas a los receptores (modificado de *Oilfield Glossary* de Schlumberger).

Necesidad del estudio de yacimientos naturalmente fracturados en Colombia

Diferentes estudios y reportes técnicos de Ecopetrol (véase por ejemplo (Ortiz et al. 2002)) manifiestan la existencia de vacíos en el conocimiento del comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados en Colombia. Hoy en día se han realizado importantes avances que permiten reevaluar campos antiguos y relativamente nuevos a la luz de nuevas metodologías, que toman en cuenta todas las variables involucradas en la caracterización de yacimientos.

En los últimos años ha habido un patrón de hallazgos de yacimientos naturalmente fracturados en rocas del Cretáceo Superior e Inferior, como por ejemplo los campos Sardinata (cuenca del Catatumbo), Buturama y Guaduas (cuenca del Valle Medio del Magdalena), Guando (cuenca del Valle Superior del Magdalena), Floreña, Volcarena, Pauto y Gibraltar (Piedemonte), entre otros. Estas rocas se caracterizan por presentar una porosidad primaria baja y un grado de fracturamiento variable. Las complicaciones en el manejo de la producción en este tipo de campos ha hecho que, o bien produjeran sin que se tuviera un conocimiento preciso de sus volúmenes de reservas y los mecanismos que controlan el flujo de hidrocarburos, o bien que algunos fueran cerrados (por ejemplo Sardinata en el año 2002). Actualmente, hay campos más importantes por su volumen inicial de reservas como Guando, Floreña, Copiagua y Volcanera, entre otros, que requieren de una caracterización más detallada de su roca reservorio, que presenta indicios de fracturamiento, reflejados en altas tasas de producción iniciales pero que decrecieron con relativa rapidez.

La presente investigación busca evaluar la técnica de la elipse NMO equivalente propuesta por Grechka y Tsvankin (Grechka and Tsvankin 1998) para la estimación de direcciones de fracturas en yacimientos fracturados a partir de datos de ondas P reflejadas. Un análisis riguroso de los resultados permite (1) cualificar el buzamiento del reflector donde la onda se refleja, (2) evaluar la anisotropía azimutal del medio, y (3) estimar las direcciones del fracturamiento.

El aporte de la técnica al conocimiento de la geología del petróleo colombiana permitirá trazar mejores políticas exploratorias y de optimización de producción de hidrocarburos en rocas pre-Terciarias que muestran una tendencia a comportarse como yacimientos naturalmente fracturados.

OBJETIVOS

Objetivo general

Estimar las direcciones del fracturamiento en un yacimiento de hidrocarburos colombiano basado en la técnica de la elipse NMO equivalente.

Objetivos específicos

- Entender los efectos de la propagación de ondas sísmicas en medios fracturados.
- Realizar una calibración sintética del método de la elipse NMO equivalente.
- Estimar las direcciones de fracturamiento en el campo Catalina (cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia) utilizando el método de la elipse NMO equivalente.
- Evaluar la técnica de la elipse NMO equivalente en la estimación de direcciones de fracturas. Para ello se pretende:
 - Realizar una correlación entre las direcciones de fracturas obtenidas utilizando el método de la elipse NMO equivalente y el atributo sísmico coherencia.
 - Comparar los resultados obtenidos utilizando el método de la elipse NMO equivalente con algunos resultados previos en la estimación de las direcciones de fracturas en el campo Catalina.

CAPÍTULO

1

MARCO TEÓRICO

Grechka y Tsvankin (Grechka and Tsvankin 1998) presentaron una ecuación para la velocidad normal moveout¹ (NMO) que describe la dependencia azimutal de los tiempos de viaje de modos puros desde reflectores horizontales y buzantes en medios no homogéneos de anisotropía arbitraria. Las variaciones azimutales de la velocidad NMO representan una elipse en el plano horizontal, con la orientación de sus ejes determinada por las propiedades del medio y la dirección de la normal al reflector. En general se necesitan un mínimo de tres mediciones azimutales para reconstruir la mejor elipse y obtener la velocidad NMO en todas las direcciones azimutales. Este resultado proporciona una forma simple para corregir las variaciones azimutales en el apilado de velocidades, observadas muchas veces en registros 3D. Además, las expresiones analíticas para los parámetros de la elipse NMO equivalente se pueden utilizar en la inversión de datos moveout para obtener los coeficientes de anisotropía del medio.

Para medios transversalmente isótropos con un eje de simetría vertical (VTI por sus siglas en inglés) la ecuación propuesta para la dependencia azimutal de la velocidad NMO desde reflectores buzantes resulta ser una función relativamente simple de la

¹La velocidad normal moveout se define como la pendiente inicial de la curva t^2 vs. x^2 (t es el tiempo de arribo y x es el offset), y está dada por la expresión

$$\frac{1}{V_{nmo}^2} \equiv \lim_{x \rightarrow 0} \left(\frac{dt^2}{dx^2} \right) = \frac{1}{V^2(0)} \left[1 - \frac{2}{V(0)} \frac{dV(\phi)}{d \sin^2 \phi} \right]_0,$$

donde $V(0)$ es la velocidad de grupo vertical y ϕ es el ángulo del rayo (a lo largo del cual se propaga la energía) (Thomsen 1986).

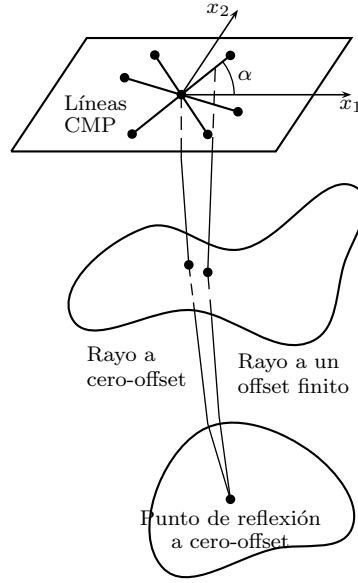


Figura 1.1: Grupo de líneas CMP con diferente orientación azimutal alrededor del mismo CMP. El medio puede ser no homogéneo y de anisotropía arbitraria (Modificada de (Grechka and Tsvankin 1998)).

velocidad de fase y de sus derivadas. En medios con simetría ortorrómbica (utilizada para describir yacimientos fracturados), para reflexiones desde interfaces horizontales, los ejes de la elipse NMO están alineados con los planos de simetría verticales. Por lo tanto, las mediciones azimutales del moveout de ondas P se pueden invertir para obtener la orientación de los planos de simetría (usualmente determinados por la dirección de las fracturas) y las velocidades NMO dentro de ellos. Si se conoce la velocidad vertical, las velocidades NMO en los planos de simetría hacen posible estimar dos parámetros de anisotropía equivalentes al coeficiente δ de Thomsen para medios transversalmente isótropos (TI por sus siglas en inglés).

1.1. Ecuación NMO 3D para medios no homogéneos anisótropos

Considérense líneas common midpoint (CMP) con distintas direcciones azimutales sobre un medio no homogéneo de anisotropía arbitraria, como se muestra en la figura 1.1. La velocidad NMO dependiente del azimut $V_{nmo}(\alpha)$ se define en la forma tradicional como la pendiente inicial de la curva t^2 vs. x^2 (t es el tiempo de arribo, y x es el offset) en la línea CMP con azimut α .

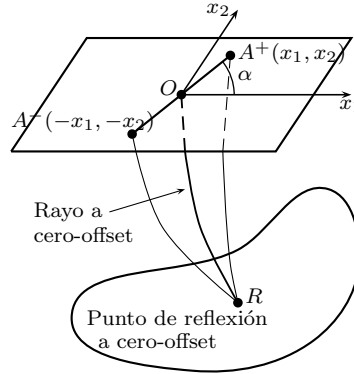


Figura 1.2: La trayectoria de reflexión del rayo desde A^+ hasta A^- (no mostrada en la figura) se puede reemplazar por la trayectoria no especular del rayo que va por el punto de reflexión a cero offset (Modificada de (Grechka and Tsvankin 1998)).

1.1.1. Deducción de la ecuación NMO 3D

Para hacer la deducción de la ecuación no se tiene en cuenta la dispersión del punto de reflexión (i.e. el movimiento del punto de reflexión con el offset), pues no tiene influencia sobre la velocidad NMO (Hubral and Krey 1980). Esto permite ignorar la diferencia entre el verdadero punto de reflexión (reflexión especular) y el punto de reflexión a cero-offset (R en la figura 1.2). Así es posible obtener el moveout de cualquier modo de reflexión puro (no convertido) usando el tiempo de viaje en una dirección $\tau(x_1, x_2)$ entre el punto de reflexión a cero-offset y el punto (x_1, x_2) en la superficie. Este tiempo se expande como una doble serie de Taylor en la vecindad del CMP:

$$\begin{aligned} \tau_{\pm} &\equiv \tau(\pm x_1, \pm x_2) \\ &= \tau_0 \pm \frac{\partial \tau}{\partial x_1} x_1 \pm \frac{\partial \tau}{\partial x_2} x_2 + \frac{\partial^2 \tau}{\partial x_1^2} \frac{x_1^2}{2} + \frac{\partial^2 \tau}{\partial x_1 \partial x_2} x_1 x_2 + \frac{\partial^2 \tau}{\partial x_2^2} \frac{x_2^2}{2} + \dots, \end{aligned} \quad (1.1)$$

donde $\tau_+ = \tau(+x_1, +x_2)$, $\tau_- = \tau(-x_1, -x_2)$, τ_0 es el tiempo de viaje en una dirección a cero-offset, $(\pm x_1, \pm x_2)$ son las coordenadas de la fuente A^+ y del receptor A^- , y las derivadas se evalúan en la posición O del CMP. Se asume que el tiempo de viaje en una dirección $\tau(x_1, x_2)$ es una función diferenciable al menos dos veces en el punto CMP ($x_1 = x_2 = 0$).

Manteniendo sólo los términos cuadráticos y de órdenes menores en la expresión (1.1), el cuadrado del tiempo de viaje en dos direcciones se puede escribir como

$$t^2(x_1, x_2) \equiv (\tau_+ + \tau_-)^2 = t_0^2 + 4(W_{11}x_1^2 + 2W_{12}x_1x_2 + W_{22}x_2^2), \quad (1.2)$$

donde $t_0 = 2\tau_0$ es el tiempo de viaje en dos direcciones a cero offset y \mathbf{W} es una matriz simétrica dada por $W_{ij} = \tau_0(\partial^2 \tau / \partial x_i \partial x_j)$.

Las coordenadas x_1 y x_2 se pueden expresar en términos del azimut α de la línea

CMP (figura 1.2) y del semi-offset h (media distancia entre fuente y receptor):

$$\begin{aligned} x_1 &= h \cos \alpha, \\ x_2 &= h \sin \alpha, \end{aligned} \quad (1.3)$$

haciendo que la expresión (1.2) tome la forma

$$t^2(h, \alpha) = t_0^2 + 4 (W_{11} \cos^2 \alpha + 2W_{12} \sin \alpha \cos \alpha + W_{22} \sin^2 \alpha) h^2. \quad (1.4)$$

Usando la definición de velocidad NMO V_{nmo} ,

$$t^2(h, \alpha) = t_0^2 + \frac{4h^2}{V_{nmo}^2(\alpha)} + \dots, \quad (1.5)$$

comparando con (1.4) se obtiene

$$V_{nmo}^2(\alpha) = (W_{11} \cos^2 \alpha + 2W_{12} \sin \alpha \cos \alpha + W_{22} \sin^2 \alpha)^{-1}, \quad (1.6)$$

que es equivalente a

$$V_{nmo}^2(\alpha) = \frac{2}{t_0} \left[\frac{\partial p_1}{\partial x_1} \cos^2 \alpha + \left(\frac{\partial p_1}{\partial x_2} + \frac{\partial p_2}{\partial x_1} \right) \sin \alpha \cos \alpha + \frac{\partial p_2}{\partial x_2} \sin^2 \alpha \right]^{-1}, \quad (1.7)$$

donde $p_i = \partial \tau / \partial x_i$, $i = 1, 2$ son las componentes horizontales del vector lentitud \vec{p} de los rayos que emanan desde el punto de reflexión a cero-offset, y son medidas en la superficie.

La expresión (1.6) se puede simplificar alineando los ejes coordenados con los vectores propios de la matriz \mathbf{W} (o, en otras palabras, diagonalizando la matriz \mathbf{W}). El ángulo β requerido para la rotación² está dado por (asumiendo que $W_{12} \neq 0$; si $W_{12} = 0$ no se necesita rotación alguna)

$$\beta = \arctan \left[\frac{W_{22} - W_{11} + \sqrt{(W_{22} - W_{11})^2 + 4W_{12}^2}}{2W_{12}} \right]. \quad (1.8)$$

En términos de los valores propios $\lambda_{1,2}$ de la matriz \mathbf{W} ,

$$\lambda_{1,2} = \frac{1}{2} \left(W_{11} + W_{22} \pm \sqrt{(W_{22} - W_{11})^2 + 4W_{12}^2} \right), \quad (1.9)$$

la expresión (1.6) una vez realizada la rotación toma la forma

$$V_{nmo}^{-2}(\alpha) = \lambda_1 \cos^2(\alpha - \beta) + \lambda_2 \sin^2(\alpha - \beta). \quad (1.10)$$

²Como la matriz \mathbf{W} es simétrica (caso especial de una matriz hermítica), sus vectores propios son ortogonales entre sí.

1.1.2. Comentarios acerca de la ecuación

La expresión (1.6) proporciona la velocidad NMO exacta de cualquier modo puro en un punto dado. Esta expresión es controlada por los tres parámetros W_{11} , W_{12} y W_{22} . Al graficar los valores de la velocidad NMO para cada azimut α se obtiene una curva en el plano horizontal. Para determinar el tipo de “curva NMO” es más fácil hacer uso de la expresión (1.10). Normalmente los valores propios λ_1 y λ_2 son positivos. Si $\lambda_1 < 0$ ó $\lambda_2 < 0$, V_{nmo}^2 resulta ser negativa en algunas direcciones, lo que implica que el tiempo de viaje de la reflexión decrece con el offset. Para valores positivos de λ_1 y λ_2 la expresión (1.10) representa una elipse con sus ejes rotados por un ángulo β con respecto al sistema coordenado original $[x_1, x_2]$.

Entonces la dependencia azimutal de la velocidad NMO de la expresión (1.6) tiene normalmente una forma elíptica en el plano horizontal. La orientación de la elipse y los valores de sus semiejes mayor y menor están determinados por las derivadas del parámetro de rayo con respecto a las coordenadas horizontales, como puede verse en la expresión (1.7). Para el uso de modelos relativamente simples, las derivadas se pueden evaluar como función de la velocidad de fase usando el enfoque sugerido por Tsvankin (Tsvankin 1995; Tsvankin 1997b). Para medios más complicados con grados de simetría menores y/o campos de velocidades no homogéneos, es preferible expresar los parámetros de la elipse NMO en términos de las componentes del vector lentitud siguiendo el formalismo desarrollado por Cohen (Cohen 1998).

En la deducción de la expresión (1.6) en la sección 1.1.1 no se asumió nada en especial acerca del modelo, por lo que esta expresión es válida para cualquier reflector suficientemente suave y para campos de velocidades no homogéneos de anisotropía general. Lo único que se asumió fue que el campo de tiempos de viaje existe para cualquier azimut cerca al punto CMP (suposición que no se cumple en zonas oscuras) y que puede ser expandido en series de Taylor para calcular el cuadrado del tiempo de viaje $t^2(x_\alpha^2)$, donde x_α es el offset en la línea de registro con azimut α . Aunque la expansión es de uso rutinario en procesamiento sísmico, se degenera rápidamente en presencia de campos de velocidades con variaciones laterales fuertes. También las aproximaciones analíticas para los tiempos de viaje de reflexiones no se cumplen para ondas cortantes en medios anisótropos (Tsvankin and Thomsen 1994), especialmente en la vecindad de triplicaciones (cúspides) en el frente de onda. Sin embargo, para los modelos típicos del subsuelo la expansión en series de Taylor proporciona una buena aproximación para el tiempo de viaje, y el término cuadrático parametrizado por la velocidad NMO (i.e. la aproximación de moveout hiperbólico) usualmente es lo suficientemente precisa en las extensiones convencionales de los CMPs, como lo corroboraron numéricamente Grechka y Tsvankin (Grechka and Tsvankin 1998).

Como se mencionó anteriormente, para que la velocidad NMO represente una elipse, es necesario que los valores propios de la matriz \mathbf{W} , λ_1 y λ_2 , sean positivos. Sin embargo en algunos casos anómalos los tiempos de viaje de reflexión pueden disminuir con el offset (por ejemplo para ondas convertidas (Halle, Hill, and Stefani 1992)), lo que cor-

responde a valores negativos de λ_1 y λ_2 . Entonces para ciertas direcciones azimutales V_{nmo}^2 es negativa y claramente no puede representar una elipse. La expresión (1.10) permanece formalmente válida, pero la aproximación de moveout hiperbólico puede no ser precisa aun para extensiones relativamente pequeñas. Si λ_1 o λ_2 es cero, el tiempo de viaje de reflexión a lo largo de uno de los ejes de la elipse es constante y la velocidad NMO en dicha dirección es infinita. En este caso la elipse NMO se degenera en dos líneas rectas paralelas a las direcciones en las cuales $V_{nmo} = \infty$. De todas formas hay que aclarar que estos casos no son comunes.

En conclusión, la expresión (1.10) describe una elipse para la mayoría de modelos de interés práctico en sismica de reflexión.

1.2. Reflectores horizontales en medios ortorrómbicos

Los medios VTI son modelos azimutalmente isótropos en los cuales la orientación de la elipse NMO está determinada completamente por la geometría del reflector. En contraste, las velocidades sísmicas en medios ortorrómbicos son azimutalmente dependientes, y la simetría del medio tiene una influencia directa en la dirección de los ejes de la elipse (Grechka and Tsvankin 1998).

1.2.1. El modelo ortorrómbico

El sistema de simetría ortorrómbico (ortotrópico) describe varios modelos típicos de yacimientos fracturados, incluyendo aquellos que contienen un sistema de fracturas verticales paralelas en un medio de fondo VTI (figura 1.3), así como dos sistemas de fracturas ortogonales. Los medios con simetría ortorrómbica tienen tres planos de simetría mutuamente ortogonales; para el modelo con un solo sistema de fracturas mostrado en la figura 1.3, los planos de simetría verticales están definidos por las direcciones paralela y normal a las fracturas. El modelo azimutalmente anisótropo más simple (un medio TI con su eje de simetría horizontal – HTI) se puede considerar como un caso especial de medios ortorrómbicos.

Las velocidades y polarizaciones en los planos de simetría de medios ortorrómbicos están dadas por las mismas expresiones para medios VTI; sin embargo, las amplitudes de las ondas de cuerpo³ en los planos de simetría se ven influenciadas por las variaciones azimutales de la velocidad y requieren un tratamiento especial. Tsvankin (Tsvankin 1997a) introdujo parámetros de anisotropía adimensionales similares a los coeficientes de anisotropía de Thomsen (Thomsen 1986) ϵ , δ y γ para medios VTI. En dicho trabajo muestra que que todas las marcas cinemáticas de las ondas P en modelos ortorrómbicos,

³Las ondas de cuerpo son aquellas que se propagan a través de un medio en vez de a lo largo de una interface.

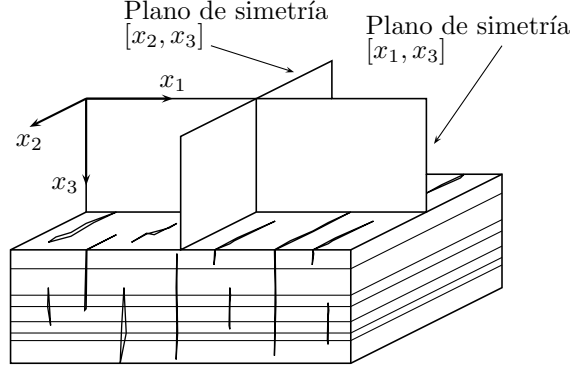


Figura 1.3: Los medios ortorrómbicos tienen tres planos de simetría mutuamente ortogonales. Una de las formas de obtener simetría ortorrómbica es combinar un grupo de fracturas paralelas verticales con un medio de fondo VTI (por ejemplo el medio equivalente de un medio laminado) (Modificada de (Grechka and Tsvankin 1998)).

tanto dentro de los planos de simetría como fuera de ellos, están determinadas por la velocidad vertical (un coeficiente escalado en medios homogéneos) y cinco parámetros de anisotropía nuevos, comparado con las nueve componentes del tensor elástico en la notación convencional. Los parámetros responsables de la cinemática de las ondas P están en términos de las componentes c_{ij} y la densidad ρ de la siguiente manera:

1. V_{P0} – la velocidad vertical de la onda P:

$$V_{P0} \equiv \sqrt{\frac{c_{33}}{\rho}}. \quad (1.11)$$

2. $\epsilon^{(2)}$ – el parámetro ϵ para medios VTI en el plano de simetría $[x_1, x_3]$ perpendicular al eje x_2 (cercano a la diferencia fraccional entre las velocidades de la onda P en las direcciones x_1 y x_3):

$$\epsilon^{(2)} \equiv \frac{c_{11} - c_{33}}{2c_{33}}. \quad (1.12)$$

3. $\delta^{(2)}$ – el parámetro δ para medios VTI en el plano de simetría $[x_1, x_3]$ (responsable de las variaciones de la velocidad de la onda P cerca a la vertical; también influencia la anisotropía en la velocidad de las ondas SV):

$$\delta^{(2)} \equiv \frac{(c_{13} + c_{55})^2 - (c_{33} - c_{55})^2}{2c_{33}(c_{33} - c_{55})}. \quad (1.13)$$

4. $\epsilon^{(1)}$ – el parámetro ϵ para medios VTI en el plano de simetría $[x_2, x_3]$:

$$\epsilon^{(1)} \equiv \frac{c_{22} - c_{33}}{2c_{33}}. \quad (1.14)$$

5. $\delta^{(1)}$ – el parámetro δ para medios VTI en el plano de simetría $[x_2, x_3]$:

$$\delta^{(1)} \equiv \frac{(c_{23} + c_{44})^2 - (c_{33} - c_{44})^2}{2c_{33}(c_{33} - c_{44})}. \quad (1.15)$$

6. $\delta^{(3)}$ – el parámetro δ para medios VTI en el plano de simetría $[x_1, x_2]$ (x_1 hace el papel de eje de simetría):

$$\delta^{(3)} \equiv \frac{(c_{12} + c_{66})^2 - (c_{11} - c_{66})^2}{2c_{11}(c_{11} - c_{66})}. \quad (1.16)$$

La notación de Tsvankin puede ser convenientemente utilizada para describir velocidades sísmicas y polarizaciones en los planos de simetría de medios ortorrómbicos. Aquí se considera una capa ortorrómbica homogénea con un plano de simetría horizontal $[x_1, x_2]$. La velocidad NMO exacta de la onda P desde un reflector horizontal en el plano de simetría $[x_1, x_3]$ (sobre la línea CMP paralela al eje x_1) está dada, por analogía con los medios VTI (Tsvankin 1997a), por la expresión

$$V_{nmo}^{(2)} = V_{P0} \sqrt{1 + 2\delta^{(2)}}. \quad (1.17)$$

Así mismo, la velocidad NMO de la onda P sobre la línea paralela al eje x_2 está dada por

$$V_{nmo}^{(1)} = V_{P0} \sqrt{1 + 2\delta^{(1)}}. \quad (1.18)$$

La velocidad NMO por fuera de los planos de simetría es influenciada por variaciones azimutales de la velocidad y debe ser estudiada utilizando un formalismo más general.

1.2.2. Descripción del normal moveout en medios VTI

La ecuación NMO (1.6) se puede usar para dar una descripción analítica de la velocidad NMO desde reflectores horizontales e inclinados (buzantes) en medios anisótropos con cualquier simetría. Considérese un medio VTI horizontalmente homogéneo (pero posiblemente verticalmente no homogéneo) en el cual hay un reflector inclinado. La velocidad NMO sobre la línea del buzamiento está dada por Tsvankin (Tsvankin 1995) para modelos homogéneos, y por Alkhalifah y Tsvankin (Alkhalifah and Tsvankin 1995) para medios verticalmente no homogéneos por encima del reflector. Grechka y Tsvankin dan una expresión NMO exacta para válida para cualquier orientación de la línea CMP con respecto al rumbo del reflector. Antes de obtener la velocidad NMO de ondas P desde reflectores horizontales en medios ortorrómbicos, se presenta su razonamiento (Grechka and Tsvankin 1998).

Debido a la simetría axial del medio que está por encima del reflector, el modelo bajo consideración tiene un plano de simetría vertical que contiene la línea de buzamiento del reflector (en el caso de un reflector horizontal las propiedades de todos los planos

verticales son idénticas, por lo que la velocidad NMO es azimutalmente independiente). Si se hace coincidir uno de los ejes coordenados con la línea de buzamiento, la expresión (1.6) describe la ecuación de una elipse sin ninguna rotación porque en este caso $W_{12} = \partial^2 \tau / \partial x_1 \partial x_2 = 0$. Por lo tanto, *uno de los ejes de la elipse NMO para cualquier modelo con un plano de simetría vertical está siempre alineado con el plano de simetría.*

Obviamente para el medio VTI considerado el segundo eje de la elipse debe ser paralelo a la línea del rumbo del reflector. El azimut α se medirá desde el plano que contiene la línea del buzamiento, y los semiejes de la elipse se denotarán como $V_{nmo}(\alpha = 0, \phi)$ (línea de buzamiento) y $V_{nmo}(\alpha = \pi/2, \phi)$ (línea de rumbo). Entonces la expresión (1.6) se transforma en

$$V_{nmo}^{-2}(\alpha, \phi) = V_{nmo}^{-2}(0, \phi) \cos^2 \alpha + V_{nmo}^{-2}\left(\frac{\pi}{2}, \phi\right) \sin^2 \alpha. \quad (1.19)$$

Esta expresión permite obtener la velocidad NMO exacta dependiente del azimut desde un reflector buzante bajo un medio VTI verticalmente no homogéneo.

Si el reflector se encuentra bajo una sola capa VTI homogénea, la velocidad NMO en la línea de buzamiento de cualquier modo puro está dada por (Tsvankin 1995)

$$V_{nmo}(0, \phi) = \frac{V(\phi)}{\cos \phi} \frac{\sqrt{1 + \frac{1}{V(\phi)} \left. \frac{d^2 V}{d\theta^2} \right|_{\theta=\phi}}}{1 - \frac{\tan \phi}{V(\phi)} \left. \frac{dV}{d\theta} \right|_{\theta=\phi}}, \quad (1.20)$$

donde V es la velocidad de fase, ϕ es el buzamiento del reflector, y θ es el ángulo entre el vector velocidad de fase (o el vector lentitud) y la vertical. Esta expresión es válida no sólo para medios VTI sino también en planos de simetría verticales para cualquier otro modelo anisótropo homogéneo.

Siguiendo el enfoque de Tsvankin (Tsvankin 1995; Tsvankin 1997b), Grechka y Tsvankin dedujeron la expresión analítica para la velocidad NMO en la línea de rumbo (Grechka and Tsvankin 1998):

$$V_{nmo}\left(\frac{\pi}{2}, \phi\right) = V(\phi) \sqrt{1 + \frac{1}{V(\phi) \tan \phi} \left. \frac{dV}{d\theta} \right|_{\theta=\phi}}. \quad (1.21)$$

Como los rayos registrados en la línea de rumbo se desvían del plano de incidencia vertical, la derivación de esta expresión está basada en la forma específica de la función para la velocidad de fase en el modelo VTI axialmente simétrico. Por lo tanto, a diferencia de la la expresión general (1.20) para la velocidad NMO en la línea de buzamiento, la expresión (1.21) está limitada sólo a medios VTI.

Las expresiones (1.19), (1.20) y (1.21) son suficientes para obtener la velocidad NMO en un medio VTI homogéneo de los tres modos puros (P, SV y SH).

Si el medio es isótropo, las derivadas de la velocidad de fase se anulan, y las velocidades NMO en las direcciones del buzamiento y del rumbo (expresiones (1.20) y (1.21))

se reducen a las expresiones dadas por Levin (Levin 1971)

$$V_{nmo}(0, \phi) = \frac{V(\phi)}{\cos \phi} = \frac{V}{\cos \phi} \quad (1.22)$$

y

$$V_{nmo}\left(\frac{\pi}{2}, \phi\right) = V(\phi) = V, \quad (1.23)$$

y la expresión (1.19) toma la forma

$$\frac{1}{V_{nmo}^2(\alpha, \phi)} = \frac{\sin^2 \alpha}{V^2} + \frac{\cos^2 \alpha}{\left(\frac{V}{\cos^2 \phi}\right)^2}. \quad (1.24)$$

1.2.3. Velocidad NMO de ondas P desde reflectores horizontales

Como se mencionó en la sección 1.2.2, en los modelos VTI con un reflector inclinado uno de los ejes de la elipse NMO es paralelo a la dirección del plano de simetría vertical. Lo mismo es válido para cualquier medio con un plano de simetría vertical. Esto implica que en una capa horizontal con simetría ortorrómbica los ejes de la elipse son paralelos a los planos de simetría verticales, y la elipse NMO (ver expresión (1.19)) toma la forma

$$V_{nmo}^{-2}(\alpha, 0) \equiv V_{nmo}^{-2}(\alpha) = [V_{nmo}^{(2)}]^{-2} \cos^2 \alpha + [V_{nmo}^{(1)}]^{-2} \sin^2 \alpha, \quad (1.25)$$

donde α es el ángulo azimutal de la línea CMP con respecto al eje x_1 . Como las velocidades $V_{nmo}^{(1)}$ y $V_{nmo}^{(2)}$ se pueden obtener fácilmente por analogía con los medios VTI (i.e. para ondas P a partir de las expresiones (1.17) y (1.18)), la expresión (1.25) proporciona una descripción analítica concisa de la dependencia azimutal del normal moveout de los tres modos puros (no convertidos) en medios ortorrómbicos.

Al ajustar una elipse con las mediciones azimutales de la velocidad moveout para cualquier onda pura, se puede determinar la orientación de los planos de simetría y las velocidades NMO dentro de ellos. Después de reconstruir la elipse NMO también se puede obtener la velocidad NMO en cualquier dirección azimutal. *Para los modelos ortorrómbicos más comunes con un solo sistema de fracturas embebidas en un medio de fondo VTI o con dos sistemas de fracturas ortogonales, los planos de simetría verticales son paralelo y normal a las fracturas.* Por lo tanto, el análisis moveout azimutal puede usarse para complementar o incluso para reemplazar la separación de ondas cortantes en la detección de la(s) orientación(es) predominante(s) de las fracturas en el subsuelo. Además, para medios ortorrómbicos con un solo sistema de fracturas, el cociente de las velocidades NMO de las ondas P en los planos de simetría está relacionado con la densidad de fracturas.

La inversión de las velocidades NMO en los planos de simetría para los parámetros del medio depende del tipo de onda registrada. Para la onda P, si su velocidad vertical

se conoce (por ejemplo a partir de check shots o de registros de pozo), las velocidades NMO en los planos de simetría (expresiones (1.17) y (1.18)) se pueden usar para obtener los coeficientes de anisotropía $\delta^{(1,2)}$. Estos coeficientes, que son responsables de las variaciones de la onda P cerca a la vertical, son de crucial importancia en el análisis las variaciones de la amplitud con el offset (AVO por sus siglas en inglés) en medios ortorrómbicos (Rüger 1996).

Al sustituir las expresiones (1.17) y (1.18) en la expresión (1.25) se obtiene la velocidad NMO de la onda P en términos de los parámetros de anisotropía:

$$V_{nmo}^2(\alpha) = V_{P0}^2 \frac{(1 + 2\delta^{(2)})(1 + 2\delta^{(1)})}{1 + 2\delta^{(1)} \cos^2 \alpha + 2\delta^{(2)} \sin^2 \alpha}. \quad (1.26)$$

Como puede verse, solamente los dos coeficientes de anisotropía $\delta^{(1)}$ y $\delta^{(2)}$ tienen influencia sobre la velocidad NMO de la onda P desde reflectores horizontales. Los otros tres coeficientes de anisotropía $\epsilon^{(1)}$, $\epsilon^{(2)}$ y $\delta^{(3)}$ contribuyen al término de moveout cuártico (no hiperbólico) y por lo tanto a la velocidad moveout determinada en extensiones de longitud finita (Tsvankin 1997a).

CAPÍTULO

2

DATOS Y MÉTODOS

2.1. El campo Catalina

El campo Catalina está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia (ver figura 2.1). Los yacimientos de interés se encuentran en las formaciones La Luna y Rosa Blanca. Estas formaciones son altamente complejas debido a que se encuentran naturalmente fracturadas. Ecopetrol cuenta con estudios previos del campo (véase por ejemplo (Meza and Amaya 2001; Roxar 2001; Galarza and González 1997; Harken de Colombia 1998; Cooper, Cutberttson, and Voss 1998)). Entre los estudios se cuentan 100 km de sísmica 2D, 306 ft de corazones con sus respectivos análisis petrográficos y petrofísicos, registros eléctricos modernos del pozo piloto (Catalina 1) y cinco juegos de registros antiguos (SP y resistivos) de los pozos Buturama (ver figura 2.2); información de producción (aproximadamente un millón de barriles de petróleo), de pruebas iniciales de pozo (DSTs) y pruebas extensas de producción (LTT), donde se hace uso del análisis de variables medidas (tasas de fluidos y presiones), estudios PVT, entre otros. También se cuenta con una base de datos de ingeniería y geología del pozo piloto Catalina-1 y con una información muy básica de la historia de desarrollo y producción de los pozos Buturama, que aunque útil, no es suficiente para la evaluación de yacimientos naturalmente fracturados, pues la distribución de datos en el área es fundamental.



(a)



(b)

Figura 2.1: Localización del campo Catalina. (a) Localización del área en Colombia (rectángulo en rojo). (b) Localización del campo en cercanías de Aguachica, departamento del Cesar (rectángulo en rojo). Mapas tomados de *Google Maps*.

2.1.1. Geología estructural

La estructura de Catalina es un anticlinal de 4 km de longitud y 2 km de ancho, de dirección $N35^{\circ}E$, limitado en sus flancos por fallas inversas semiparalelas al eje. El anticlinal tiene cierre propio al norte y sur con buzamientos entre 7° y 15° . La estructura se repite para los diferentes niveles Cretáceos y en general puede decirse que presenta un cierre máximo aproximado de 700 ft medidos entre el contorno más alto al tope de cada horizonte de interés y el nivel de máximo llenado (spill point). En la figura 2.3 se presenta el mapa estructural del campo Buturama.

Las fallas que limitan el anticlinal son de alto ángulo ($70^{\circ} - 90^{\circ}$), se componen de más de un plano, y presentan saltos que oscilan entre 400 y 1000 ft de desplazamiento

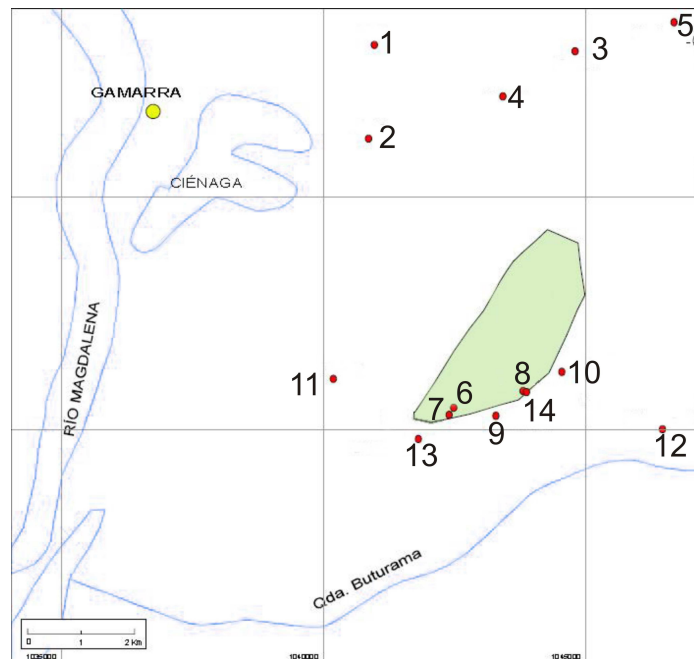


Figura 2.2: Localización de los pozos en el campo Buturama. Los pozos son: 1. Pital-1; 2. Pital-2; 3. Crisol-1; 4. Crisol-2; 5. Bandera-1; 6. Olivo-1; 7. Catalina-1; 8. Buturama-1; 9. Buturama-2; 10. Buturama-3; 11. Buturama-4; 12. Buturama-5; 13. Buturama-6; 14. Buturama-7 (modificado de la base de datos de Ecopetrol, SIGEX2, 1999).

vertical, siendo consideradas sellantes. En la figura 2.4 se presenta la línea de buzamiento BCP-77-6 sobre la que se localizan los pozos Catalina y Olivo, y en la cual se aprecia la conformación del anticlinal y la disposición de las fallas que lo limitan. El cabeceo del anticlinal en sentido norte y sur se aprecia en la línea sísmica BCP-77-5 y se presenta en la figura 2.5. Los buzamientos estructurales medidos en el registro FMI del pozo Catalina indican valores de 7° a 10° , similares a los medidos en el mapa.

Desde el punto de vista estructural la información sísmica y de pozos no permite definir compartimientos dentro de la estructura de Catalina, por lo que se asume que la misma es lateral y verticalmente continua dentro de cada uno de los intervalos productores. En la figura 2.6 se muestra una sección estructural de la Provincia noroccidental (sector Catalina-Totumal), y en la figura 2.7 se muestran se presenta la estructura local del campo Buturama.

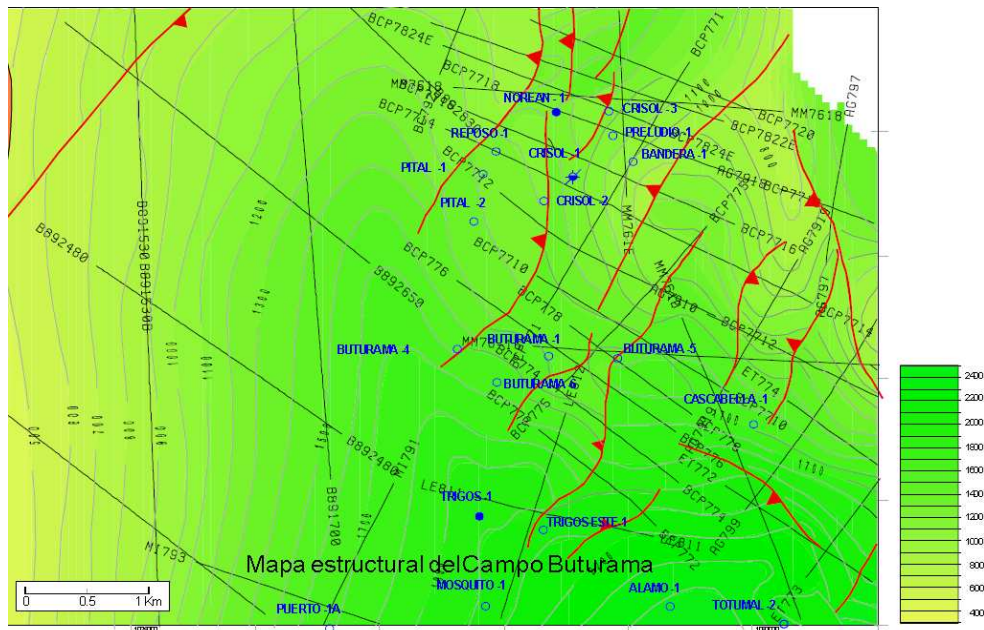


Figura 2.3: Mapa estructural del campo Buturama (tomado de (Gómez 1991)).

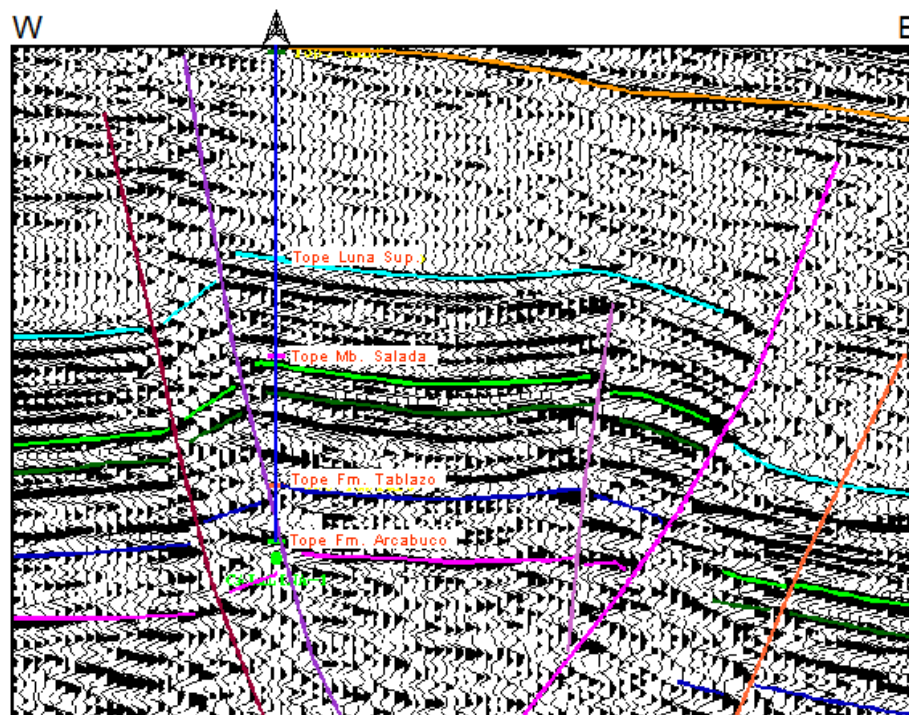


Figura 2.4: Línea de buzamiento BCP-77-6 que evidencia la estructura anticlinal de Catalina, limitada por fallas de alto ángulo. Los pozos Olivo y Catalina se ubican sobre la línea vertical azul (tomada de (Meza and Amaya 2001)).

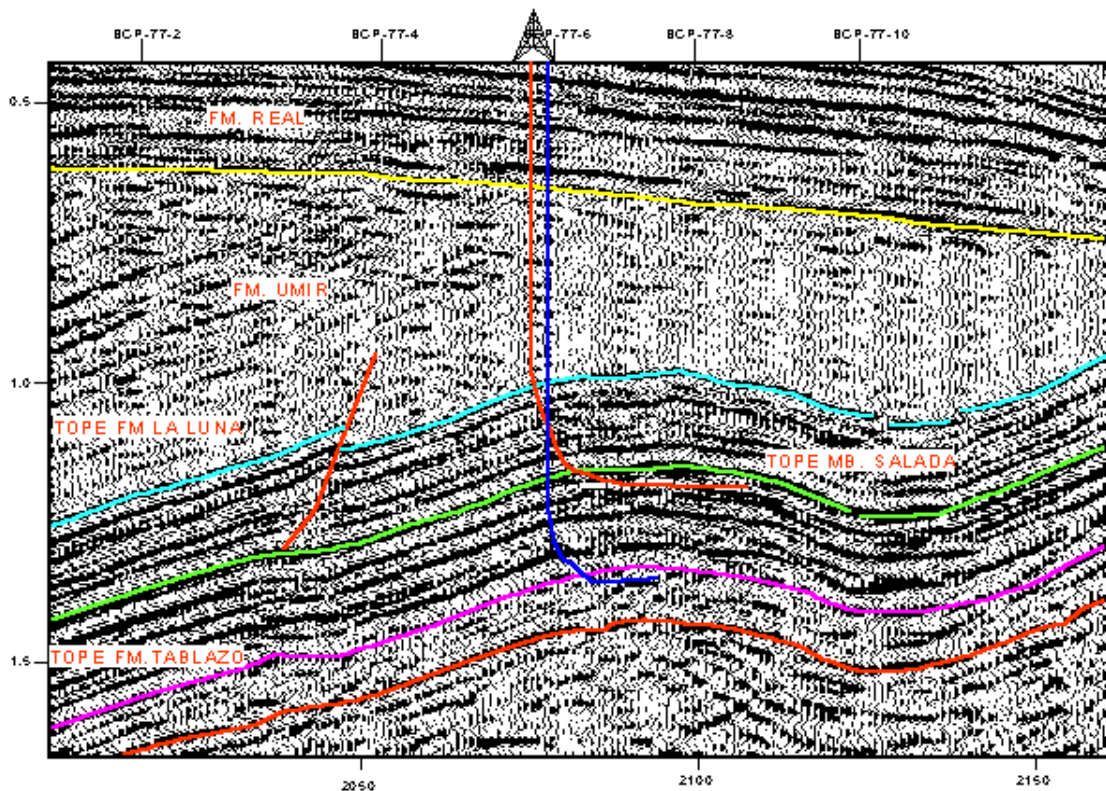


Figura 2.5: Línea de rumbo BCP-77-5 que evidencia la estructura anticlinal de Catalina en el sentido del rumbo. Se resalta la discordancia Terciario-Cretácea, el cierre propio del anticlinal en sentido N-S, y la trayectoria de los pozos Olivo (en rojo) y Catalina (en azul) (tomada de (Meza and Amaya 2001)).

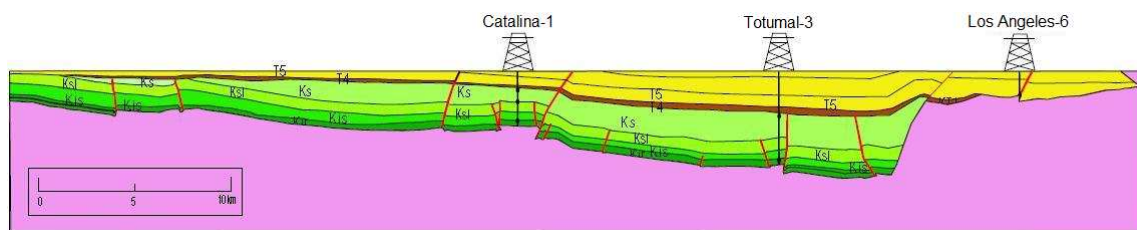


Figura 2.6: Sección estructural Provincia noroccidental (sector Catalina-Totumal). La estructura regional que se observa en el campo Buturama corresponde a un bloque compresivo. Para el Triásico-Jurásico se ha postulado una tectónica de bloques extensionales levantados y hundidos, limitados por fallas subverticales. La secuencia Cretáceo-Paleoceno está deformada, principalmente por fallamiento inverso de ángulo medio con vergencia hacia el oriente. El rumbo regional es NE (tomado del *proyecto de evaluación regional Valle Medio del Magdalena - Cordillera Oriental Colombiana* de Ecopetrol).

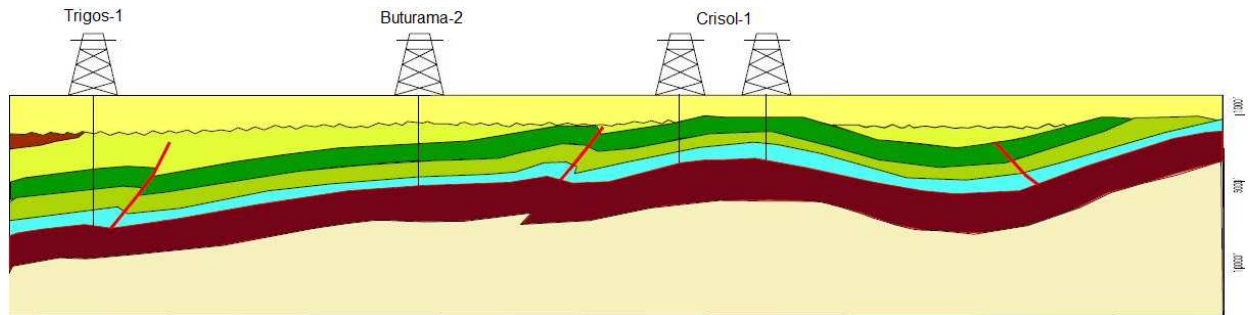


Figura 2.7: Estructura local del campo Buturama. El campo Buturama está localizado en el Valle Medio del Magdalena entre el sistema de fallamiento de rumbo dextral que limita la Serranía de San Lucas (sistema de fallas de Palestina) y el sistema de fallamiento de rumbo sinistral que limita la Cordillera Oriental (sistema de fallas Santa Marta - Bucaramanga). El área de estudio se caracteriza por deformación principalmente inversa de ángulo medio con rumbo regional N-NE. En esta zona sobresalen dos sistemas principales de plegamiento y cabalgamiento claramente definidas: una con vergencia al este, y la otra al oeste (tomado de (Galarza and González 1997)).

2.1.2. Estratigrafía física

La secuencia sedimentaria en el área de estudio está representada por rocas de edad Cretácea y Terciaria con un espesor aproximado de 6500 ft que reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas del grupo Girón. En toda la secuencia que se describe, las rocas muestran como característica general una capacidad muy pobre de almacenamiento, restringiéndose la misma a los intervalos con mayor contenido de fragmentos fósiles, algunos de los cuales se encuentran parcialmente disueltos generando poros grandes pero aislados. Las zonas productoras corresponden a las calizas de la formación Rosa Blanca y del miembro Salada de la formación La Luna (Meza and Amaya 2001).

La nomenclatura estratigráfica utilizada en esta sección para el Valle Medio del Magdalena fue descrita por inicialmente por Morales et. al. (Morales 1958). La subdivisión de la sucesión sedimentaria hace parte del léxico estratigráfico colombiano y ha sido ampliamente utilizada con algunas modificaciones sugeridas en (Etayo-Serna, Renzoni, and Barrero 1969). Tres megasecuencias sedimentarias están presentes en el área estudiada: la primera corresponde a las rocas pre-Cretáceas, sobre la cual reposan discordantemente sedimentos del Mesozoico Inferior y del Terciario Inferior, y por último, el relleno continental de la cuenca Neógena (Galarza and González 1997).

En la figura 2.8 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la parte norte del Valle Medio del Magdalena. A continuación se describen brevemente las principales unidades litoestratigráficas reconocidas en el área (tomado de (Galarza and González 1997)):

Basamento

Basamento cristalino compuesto por varios tipos de rocas ígneas plutónicas (granitos y granodioritas) y rocas metamórficas asociadas, las cuales consisten, en su mayoría, en esquistos, filitas y cuarcitas cloríticas.

Formación Girón

Unidad con espesores mayores a 4960 m, constituida por conglomerados, limolitas y pizarras principalmente, con areniscas ocasionales e intrusiones andesíticas a riolíticas, piroclastos y flujos volcánicos andesíticos a riolíticos. Edad: pre-Cretáceo.

Secuencia Clástica Basal

Las rocas que suprayacen la formación Girón litológicamente corresponden a una secuencia clástica gruesa, llamada formación Tambor por las compañías que operaban en esta parte de la cuenca. La utilización indiscriminada de esta nomenclatura puede funcionar operacionalmente, pero seguro se están refiriendo a un intervalo estratigráfico

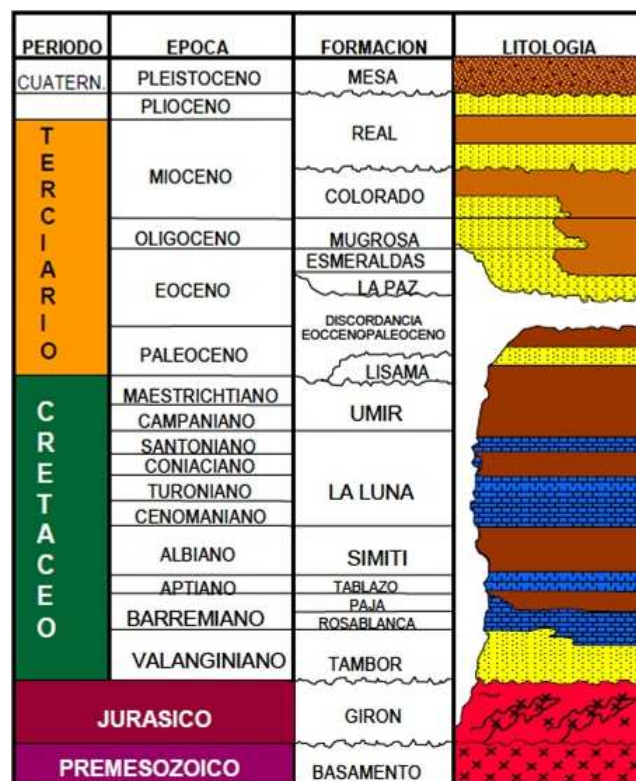


Figura 2.8: Columna estratigráfica generalizada de la parte norte del Valle Medio del Magdalena (producida por Ecopetrol, 2003).

diferente, que bien podría corresponder a las formaciones Cumbre y/o Los Santos; sin embargo, no hay claridad sobre la existencia, la nomenclatura y las relaciones estratigráficas existentes entre estas unidades en esta parte de la cuenca. Por otra parte, se tienen dudas acerca de la utilización del término formación Tambor, puesto que esta unidad presenta límites y características muy locales y no tienen una distribución amplia en el área.

Grupo Calcáreo Basal

Reportado por la compañía Intercol en 1953 como Grupo Caliza Basal. Está constituido por las formaciones Rosa Blanca, Paja y Tablazo.

1. Formación Rosa Blanca

- a) *Nombre y sección tipo*: El nombre fue originado por O. C. Wheeler del cerro Rosa Blanca, un cerro alrededor de 5 km al norte de la esquina NE de la Concesión de Mares. Esta es la localidad tipo, aunque la sección tipo generalmente aceptada es la del río Sogamoso, alrededor de 1 – 1,5 km aguas arriba de la población Tablazo.
- b) *Litología*: La formación en la localidad tipo está compuesta de calizas duras, azul verdosas, grano grueso, fosilífera y masiva, con algunas capas margosas gradando a calizas negras, de textura extremadamente fina al tope.
- c) *Espesor y relaciones*: La formación Rosa Blanca tiene alrededor de 425 m de espesor en el río Sogamoso, pero su espesor varía enormemente sobre el área.
- d) *Edad y correlación*: Se depositó sobre la zona nerítica superior en condiciones cercanas a la playa. La evidencia es la presencia de moluscos de conchas pesadas y guijarros de calizas retrabajadas y redondeadas, típicas de un ambiente marino somero. La edad de la formación varía desde Hauteriviano (esencialmente en el sur) a Barremiano (en el norte).

2. Formación Paja

Aunque no aflora en esta parte de la cuenca, hace parte del Grupo Calcáreo Basal. No se sabe si su ausencia en el área de estudio se deba a un cambio lateral de facies.

- a) *Nombre y sección tipo*: La formación se expone típicamente en la orilla de la quebrada Paja y fue descrita primero por O. C. Wheeler.
- b) *Litología*: La sección se compone de shales negros, finamente laminados, levemente calcáreos y comúnmente micáceos y arcillosos. Los 250–300 m inferiores de la formación contienen concreciones de caliza y venas de calcita. Las concreciones de calizas son esferoidales, las cuales alcanzan los 30 cm en su diámetro mayor. Son comunes los cefalópodos y tubos de gusanos en esta parte de la

sección. La parte superior de la formación parece gradar a las margas que suprayacen en la formación Tablazo y asumen más las características de estas capas.

- c) *Espesor y relaciones*: El espesor de la formación varía enormemente en el área, desde 125 m hasta 625 m, en la localidad tipo. La relación estratigráfica con la formación subyacente Rosa Blanca es concordante y el contacto es relativamente abrupto.
- d) *Edad y correlación*: Se ve que las condiciones que prevalecieron durante el tiempo de Paja representan una profundización gradual del mar, comenzando en el sur y progresando al norte. La edad de la formación varía desde el Barremiano y Aptiano (en el sur) a Aptiano (en el norte).

3. Formación Tablazo

- a) *Nombre y sección tipo*: La formación aflora en la primera montaña al este de la población Tablazo y también está expuesta a lo largo del sendero Tablazo al cerro Rosa Blanca en el lado norte del río Sogamoso.
- b) *Litología*: En la localidad tipo la formación Tablazo consta de calizas extremadamente fosilíferas, masivas y de margas muy limosas. Estas no exhiben evidencia de laminación debido a la abundancia de grandes fósiles orientados irregularmente con la estratificación. Las calizas, en contraste, son duras, opacas, azules grisáceas de grano grueso, y extremadamente fosilíferas.
- c) *Espesor y relaciones*: El espesor de la formación varía desde 150 m en la sección tipo hasta 325 m en otras localidades. El contacto con los shales subyacentes de Paja es conforme y gradacional. En general, la formación Tablazo forma unos cerros moderados en contraste a los blandos shales que subyacen y suprayacen en la formación.
- d) *Edad y correlación*: El conjunto de fósiles coleccionados para datar esta unidad indican un ambiente nerítico superior en el área del río Sogamoso, hasta nerítico medio en la parte norte del valle. Es rica en grandes pelecípodos. Sin embargo, aquí ésta se encuentra suprayaciendo capas del Aptiano Superior de la formación Paja y subyaciendo shales que contienen amonitas del Albiano. Por lo tanto limitan la edad del Tablazo desde Albiano Inferior hasta Superior.

Formación Simití

- a) *Nombre y sección tipo*: El nombre fue usado primero por un grupo de geólogos de la compañía Intercol en 1953, para designar el excelente afloramiento en esta parte de la sección expuesta a lo largo de la orilla sur de la ciénaga de Simití.
- b) *Litología*: La formación consta de shales débiles, carbonáceos, verdes a negros, localmente calcáreos y con concreciones fosilíferas, las cuales presentan amonitas. Algunas

concreciones contienen localmente aceite verde claro en los septos de las cámaras de amonitas. Las concreciones son más numerosas en la parte más alta de la formación, donde alcanzan un tamaño de 3 m en su dimensión más grande. Localmente, cerca al mismo tope de la formación, ocurren delgadas venas conglomeráticas, las cuales están compuestas de pequeños guijarros, nódulos forfáticos, dientes de pescado y arenas.

- c) *Espesor y relaciones*: La sección tipo de la formación Simití mide 410 m, pero tiene un rango de 250 m a 650 m en el área. Su relación con la subyacente formación Tablazo es conforme y el contacto es relativamente abrupto.
- d) *Edad y correlación*: Los sedimentos de la formación Simití indican un ambiente nerítico inferior a medio, llegando a somerizarse lentamente hacia la parte superior. La formación es de edad Albiano, asignación basada en la evidencia fósil encontrada en el pueblo Simití.

Formación El Salto

- a) *Nombre y sección tipo*: El nombre fue adoptado por la compañía Intercol en 1958 para satisfacer una nomenclatura requerida para esta caliza que se desarrolla con extensión formacional. La sección tipo para esta unidad es la quebrada El Salto, aproximadamente a 7 km al norte del campo Totumal.
- b) *Litología*: La formación El Salto en su sección tipo es arcillosa, verde oscura cuando está fresca, meteorizada es verde clara a verde rojiza, densa, dura con numerosas intercalaciones delgadas de shales negros, calcáreos, finamente laminados, medianamente débiles. Localmente contienen concreciones ovaladas de caliza. Topográficamente, esta formación forma cerros acentuados.
- c) *Espesor y relaciones*: El espesor en la sección tipo es de 50 m, pero hacia Casabe aumenta a 125 m. La formación El Salto yace conforme sobre la formación Simití con la cual tiene un contacto abrupto.
- d) *Edad y correlación*: El ambiente de la formación es marino somero, y se le asigna una edad Albiano Superior a Cenomaniano.

Formación La Luna

Su nombre se tomó de la localidad tipo en el distrito de Perijá, Venezuela. El nombre fue probablemente usado primero por los geólogos de la compañía Caribbean Petroleum. La litología de la formación es marcadamente similar en Colombia; sin embargo, la formación puede ser subdividida en tres miembros: Salada, Pujamana y Galembo.

1. Miembro Salada.

- a) *Nombre y sección tipo*: El nombre fue usado primero en un reporte no publicado por O. C. Wheeler. La exposición típica ocurre en la orilla norte del río Sogamoso opuesta a la desembocadura de la quebrada Salada.
- b) *Litología*: La unidad consta de shales limosos duros, negros, finamente laminados, de capas delgadas. Están presentes capas delgadas ocasionales de calizas negras, de textura fina. Una característica sobresaliente de este miembro es la ocurrencia de venas de concreciones de pirita y de concreciones calcáreas, de secciones transversales elípticas, generalmente con diámetros mayores a 10–15 cm.
El miembro Salada se expresa topográficamente como un cerro bajo al lado norte del río Sogamoso.
- c) *Espesor y relaciones*: El miembro varía en espesor entre los 50 y 100 m y yace conformemente sobre la formación El Salto. El contacto es gradacional, localmente difícil de ver.
- d) *Edad y correlación*: El ambiente indicado por estos sedimentos es de una relativa profundidad del mar, con una mala ventilación del agua del fondo, lo cual no permitió el desarrollo de una microfauna bentónica. Se le ha asignado al miembro Salada una edad de Turoniano Inferior. Son características de estas capas la abundancia de foraminíferos planctónicos y radiolarios y la ausencia de microorganismos bentónicos.

2. Miembro Pujamana

- a) *Nombre y sección tipo*: El nombre fue usado primero por O. C. Wheeler en un reporte no publicado para designar los estratos expuestos en la quebrada del mismo nombre, un tributario del río Sogamoso.
- b) *Litología*: La unidad consta típicamente de shales grises a negros, calcáreos, de capas delgadas. Debido a la incompetencia de este miembro los afloramientos se deforman generalmente por los derrumbes.
- c) *Espesor y relaciones*: Debido a la plasticidad de estos shales y la distorsión de los afloramientos, las medidas en superficie son complicadas. Sin embargo, existen estimativos del espesor de esta unidad que varían entre 50 y 225 m.
- d) *Edad y correlación*: El ambiente deposicional para el miembro Pujamana es el mismo descrito para el miembro Salada, el cual es mar profundo y agua del fondo mal ventilada. Su edad es Turoniano Superior a posiblemente Coniaciano Inferior (en la quebrada Aguablanca, al norte del campo Totumal), aunque en el flanco opuesto del Valle del Magdalena el suprayacente miembro Galembo es de edad Coniaciano, indicando algunas veces transgresión del límite Pujamana - Galembo.

3. Miembro Galembo

- a) *Nombre y sección tipo*: Se expone típicamente donde el río Sogamoso corta a través del cerro Galembo, y también al lado occidental de la quebrada Pujumana, cerca a su desembocadura. Sin embargo, hay otras secciones numerosas en el área que disponen igualmente buenas exposiciones.
- b) *Litología*: El miembro Galembo es predominantemente un shale calcáreo con intercalaciones de calizas arcillosas delgadas. Los shales son duros, negros, de capas delgadas, con numerosas concreciones de calizas discoidales. Estos estratos están comúnmente intercalados con capas delgadas de cherts bandeados, azul verdosos. Cerca del tope de la formación hay un horizonte de restos fósiles de peces, el cual consta de fragmentos de espinas, algunos dientes y muchas vértebras perfectamente preservadas. Topográficamente, el miembro Galembo forma montículos pronunciados.
- c) *Espesor y relación*: El espesor varía desde los 180 m en la sección tipo sobre el río Sogamoso hasta los 350 m en otras partes del valle. El miembro Galembo yace conforme con el miembro Pujamana.
- d) *Edad y correlación*: Las condiciones ambientales que imperaban durante la deposición de las rocas que se encuentran en la base del miembro Galembo fueron similares a las condiciones durante el tiempo de deposición del miembro Pujamana. Sin embargo, las rocas que se encuentran hacia el techo del miembro Galembo se depositaron en un mar más somero. El miembro Galembo varía en edad desde el Turoniano más alto hasta el Coniaciano, y posiblemente hasta el Santoniano.

Formación Umir

- a) *Nombre y sección tipo*: La localidad tipo es la quebrada del mismo nombre, 3 km al oeste del cerro Umir. El término fue usado primero por L. G. Huntley en 1917 en un reporte no publicado para designar la secuencia expuesta en la localidad tipo. Sin embargo, la formación Umir denominada por Huntley es ahora conocida como formación Lisama de edad Paleoceno. En 1925 T. A. Link redefinió la formación Umir, limitándola a la porción del Cretáceo de esta sección. La edad no define la sección tipo que ha sido establecida, pero la formación aflora sobre un área considerable a lo largo del límite oriental de la Concesión de Mares. De acuerdo con Link, los afloramientos representativos de estos shales pueden ser vistos en algunas quebradas (por ejemplo la quebrada Carbonera).
- b) *Litología*: La parte inferior de la formación consta de shales negros, gris azulosos a negros, de capas delgadas, con láminas delgadas carbonosas y micáceas. Se suelen caracterizar por capas delgadas, ferruginosas, cristalinas, con pequeñas concreciones. La parte superior se compone de capas delgadas de shales, blandas, gris oscuro con numerosas venas de carbón, de delgadas capas de rocas con hierro (ironstones), e intercaladas con areniscas de grano muy fino a limolitas. Topográficamente, es-

ta formación forma valles relativamente amplios debido a que es una unidad muy incompetente.

- c) *Espesor y relaciones*: Normalmente en secciones completas, el espesor promedio de la formación Umir es de aproximadamente 1000 m. Su relación, al menos localmente con el subyacente miembro Galembo, es inconforme.
- d) *Edad y correlaciones*: Las porciones del Campaniano y la parte inferior del Maestrichtiano de la formación Umir son de origen nerítico medio, mientras que en el Maestrichtiano más alto, el ambiente varía de nerítico superior a continental, lo que sugiere una edad para la formación de Campaniano-Maestrichtiano.

Formación Lisama

- a) *Nombre y sección tipo*: Esta formación fue primero definida por T. A. Link en 1925 en un reporte no publicado. La localidad tipo es la quebrada Lisama, tributaria del río Sogamoso en la parte norte de la Concesión de Mares. Las exposiciones típicas pueden ser vistas a lo largo de la vía del ferrocarril Puerto Wilches - Bucaramanga.
- b) *Litología*: Los sedimentos de la formación Lisama representan una transición en el tipo de deposición de los sedimentos marinos de la formación Umir a depósitos continentales. Estos sedimentos de la formación Lisama constan principalmente de shales coloreados, moteados, rojos, cafés, gris claro a grises, con intercalaciones de areniscas de grano medio a fino, gris a gris verdoso, y cafés, localmente con estratificación cruzada. Las areniscas son de grano grueso hacia el tope y contienen algunas venas de carbón, un poco menos desarrolladas que las de la formación Umir.
- c) *Espesor y relaciones*: La formación Lisama varía hasta unos 1225 m en espesor y es conforme con la subyacente formación Umir. En esta parte de la cuenca esta unidad se encuentra truncada por la inconformidad del Eoceno y su contacto superior es discordante con el grupo Mesa debido a que no hay registro del Eoceno-Oligoceno, que en la parte sur del Valle Medio del Magdalena corresponde a las formaciones Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado.
- d) *Edad y correlación*: La edad de la unidad es Paleoceno.

Grupo Real

- a) *Nombre y sección tipo*: Wheeler publicó en 1935 una descripción de este grupo como "La serie Real". El nombre viene de la exposición de estas capas en Bandera Real, una estación de triangulación justo al norte del río Opón y 2 km al oeste de la quebrada Real.
- b) *Litología*: En el área del río Opón, este grupo consta de unos 30 m de conglomerados en la base, compuestos de cherts cafés y negros, rocas de hierro (ironstones),

rocas arcillosas, fragmentos de carbón y guijos de cuarzo. Estos conglomerados están suprayacidos por unos 500 m de arenisca guijosa, masiva, con estratificación cruzada con intercalaciones de shales abigarrados, grises y verdes. Sobre estas areniscas están unos 1300 m de shales abigarrados, grises y rojos, con delgadas capas de areniscas grises con estratificación cruzada y marcas de óndulas. Continuando hacia arriba en la sección, se encuentran otros 1100 m de arenisca que contienen menos fragmentos de carbón en comparación con la arenisca inferior. Son comunes los troncos de árboles silificados y carbonizados. Suprayaciendo estas areniscas se tienen unos 500 m de shales de colores gris, rojo, azul, púrpura y café, con delgadas intercalaciones de shales friables blancos. La parte superior del grupo consta de areniscas conglomeráticas comúnmente guijosas, de color azul verdoso y estratificación cruzada, con abundante madera y hojas carbonizadas. Algunas areniscas de este grupo son diferenciables debido al gran contenido de hornblenda y augita.

- c) *Espesor y relaciones*: Debido al fracturamiento y a la naturaleza de la estratificación cruzada en estos sedimentos, se dificulta establecer su verdadero espesor. Sin embargo, el espesor aparente es de unos 3600 m. Regionalmente existe en la base del grupo Real una discordancia bien desarrollada.
- d) *Edad y correlación*: Las hojas fósiles sugieren una edad de Mioceno Superior para el grupo Real.

Grupo Mesa

- a) *Nombre y sección tipo*: Inicialmente se le asignó el nombre de formación Mesa por Weiske en 1926 y por Butler en 1942, con base en la morfología de las capas de la parte inferior, en el área de Honda, donde ellas forman mesetas.
- b) *Litología*: La base de la unidad consta de 350 m de arenas bien estratificadas y tobas andesíticas, las cuales contienen capas de arenisca de grano grueso, aglomerados, arcilla, limos, conglomerados y piroclastos. En el material piroclástico hay fragmentos de andesita, dacita, pumita y ceniza, con fragmentos pequeños de cuarzo y hojas pequeñas de filita. Esta parte de la unidad ha sido considerada de edad Plioceno por Wheeler en 1935. La parte superior del grupo Mesa consta de gravas, cantos, areniscas y algunas intercalaciones de limos.
- c) *Espesor y relaciones*: Estos sedimentos tienen un espesor máximo de 575 m y descansan inconformemente sobre el grupo Real.
- d) *Edad y correlación*: Posiblemente la parte más baja de la unidad puede ser del Plioceno, siendo el resto del grupo de edad Pleistoceno a reciente.

2.2. Los datos sísmicos del campo Catalina

En la figura 2.9 se muestra la disposición de las fuentes y de los receptores en la adquisición (multicomponente) realizada en el campo Catalina. La distancia entre líneas receptoras paralelas (en color blanco) consecutivas es de 1 km. Aunque la adquisición fue multicomponente (3D-3C), Ecopetrol, que es la empresa propietaria de los datos, sólo los ha procesado para la onda P. Para la realización de este trabajo, el procesamiento¹ de los datos es el siguiente:

- Creación de CDP gathers de $50 \text{ m} \times 50 \text{ m}$.
- Carga de geometría.
- Aplicación de correcciones estáticas.
- Filtrado.
- Deconvolución.
- Aplicación de AGC (control de ganancia automática).
- Selección de los CDP gathers que tienen 60 o más trazas². En la figura 2.10 se ilustra el fold (cubrimiento) para cada CDP gather en el campo.

¹El procesamiento de los datos se realizó con el paquete *Geocluster* ©.

²El objetivo es garantizar una buena cobertura azimutal de los datos en cada CDP gather.

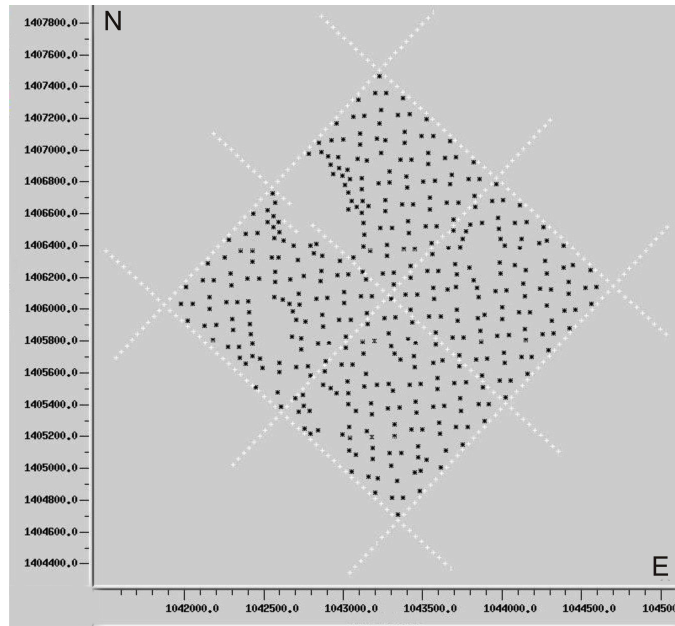


Figura 2.9: Geometría de la adquisición en el campo Catalina. Las líneas en blanco son los receptores, mientras que los puntos negros indican la ubicación de las fuentes.

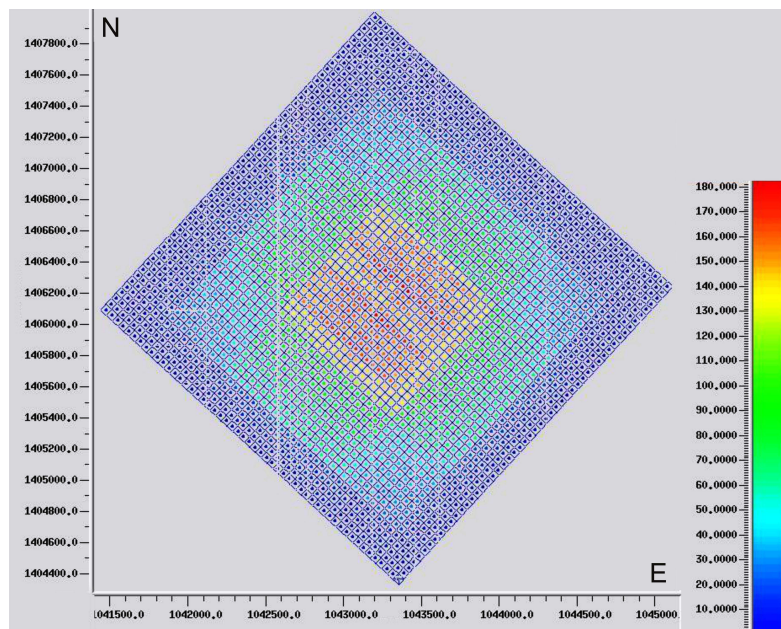


Figura 2.10: Cubrimiento de la adquisición en el campo Catalina (número de trazas por CDP).

2.3. La estimación de direcciones de fracturas

Con el fin de determinar las direcciones de fracturas, la técnica de la elipse NMO equivalente se ha implementado en *Matlab* ©. El código se escribió bajo la supervisión del Dr. Vladimir Grechka (Shell Exploration & Production Company, Houston, TX). A continuación la descripción de su funcionamiento:

1. Lectura de archivos SEG-Y: Se hace uso del paquete *SegyMAT* © 2001–2010 de Thomas Mejer Hansen, distribuido y/o modificable bajo los términos de GNU Lesser General Public License, paquete libre publicado por Free Software Foundation.
2. Distribución azimutal de los registros: Se hace un conteo del número de líneas en un CMP que caen dentro de un cierto intervalo azimutal (18 intervalos angulares, de 10° cada uno).
3. Valoración de la geometría del registro: Se realiza un análisis SVD (singular value decomposition) para la matriz de la geometría de la adquisición. Los valores singulares se normalizan a la unidad, por lo que el mayor de ellos es uno. Mientras más cercano a uno sea el menor de los valores singulares, mejor es la distribución angular del conjunto fuentes-receptores.

La matriz de la geometría se construye así:

$$\begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots \\ \cos^2 \alpha_i & 2 \sin \alpha_i \cos \alpha_i & \sin^2 \alpha_i \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

donde α_i es el ángulo azimutal de la línea que une la i -ésima fuente con el i -ésimo receptor.

4. Análisis azimutal NMO:
 - a) Cálculo de la semblanza en una ventana temporal: La semblanza está dada por la expresión

$$S(V, t_0) = \frac{\sum_{t_1} [\sum_x D_V(t_1, x)]^2}{N \sum_{t_1} \sum_x D_V^2(t_1, x)}, \quad (2.2)$$

donde t_1 son los tiempos a cero-offset dentro de una ventana temporal centrada en t_0 , x es el offset entre fuente y receptor, N es el número de trazas en un CMP, y D_V representa los datos a lo largo de curvas moveout hiperbólicas calculadas con la velocidad $V = V_{nmo}$.

La semblanza es una medida cuantitativa de la coherencia de los datos sísmicos en múltiples canales, y representa la energía de una traza dividida entre la energía de todas las trazas que forman el apilado. Si los datos de todos

los canales son perfectamente coherentes, o muestran continuidad de traza a traza, la semblanza es igual a uno.

- b) Selección de la semblanza más grande: Criterio para escoger la velocidad NMO que mejor describe la hipérbola del tiempo de viaje.
- c) Maximización de la semblanza: Si la semblanza es lo suficientemente grande, se lleva a cabo un análisis azimutal. La semblanza depende del offset y del azimut de las líneas que unen fuentes y receptores. Se utiliza el método de Powell; se pasa un valor inicial de la velocidad y se encuentra la velocidad donde la semblanza se hace máxima.
- d) Cálculo de los semiejes de la elipse NMO equivalente y su orientación: Con los valores óptimos de las componentes de la matriz \mathbf{W} se calculan sus valores propios según la expresión (1.9) y el ángulo entre los vectores propios con los ejes coordenados según la expresión (1.8).

5. Análisis azimutal AVO:

- a) Elección del intervalo temporal a analizar.
- b) Búsqueda de los valores de las componentes de la matriz \mathbf{W} para los tiempos de los extremos del intervalo.
- c) Construcción de la matriz de amplitudes: Las amplitudes se comportan según la expresión cuadrática

$$A(x, y) = A_0 + A_{xx}x^2 + 2A_{xy}xy + A_{yy}y^2. \quad (2.3)$$

La matriz de amplitudes se construye así:

$$\begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots \\ h_i^2 \cos^2 \alpha_i & 2h_i^2 \sin \alpha_i \cos \alpha_i & h_i^2 \sin^2 \alpha_i \\ \vdots & \vdots & \vdots \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

donde h_i es el offset del i -ésimo par fuente-receptor, y α_i es el azimut de la línea que los une.

- d) Cálculo de los intervalos temporales entre dos moveouts con t_0 igual a los extremos del intervalo.
- e) Determinación de los valores máximo y mínimo en el intervalo temporal.
- f) Análisis SVD para la matriz de amplitudes.
- g) Solución del sistema lineal $\mathbf{AX} = \mathbf{A}_{\min}$, donde \mathbf{A} es la matriz de amplitudes, \mathbf{A}_{\min} es el vector que contiene las amplitudes mínimas, y \mathbf{X} es el vector incógnita, cuyas componentes contienen la información de la dirección de mayor decrecimiento en la amplitud.
- h) Cálculo de los semiejes de la elipse AVO y su orientación respecto a los ejes coordenados.

2.4. Calibración del código

El código implementado se probó con datos sintéticos³ obtenidos del modelado de un medio que presenta un conjunto de fracturas orientadas a 30° con respecto al eje x . La distribución de 60 pares de fuentes-receptores se presenta en la tabla 2.1. Como puede verse en la tabla, la posición de cada receptor es la reflexión en el origen de su respectiva fuente, lo hace que el CMP se encuentre en precisamente en $(0, 0)$. La figura 2.11 ilustra la situación. El muestreo se realiza cada 2 ms. Los valores para realizar el análisis NMO son los siguientes: la ventana temporal comienza en $t = 0,500$ s y termina en $t = 0,790$ s, el incremento temporal para el cálculo de la semblanza es $\Delta t = 10$ ms, la velocidad NMO inicial es $V_{nmo} = 2000$ m/s y la velocidad NMO final es $V_{nmo} = 5000$ m/s, y se trabaja con 40 velocidades. En la tabla 2.2 se muestran los resultados para el análisis NMO obtenidos usando el código implementado. La ventana temporal entre $t = 0,530$ s y $t = 0,570$ s (columna denotada como $t0$) presenta las mayores semblanzas (columna denotada como $semb$), lo que indica que es muy probable la ocurrencia de un evento en dicha ventana temporal. La columna denotada como $Vazm$ lista los ángulos azimutales calculados *para el semieje menor de la elipse*; las fracturas son paralelas al semieje mayor, por lo que su dirección es perpendicular a la que aparece en la tabla. Con el fin de corroborar estos resultados, en el código también se implementa un análisis AVO para las ventanas temporales de interés. En la tabla 2.3 se presentan los resultados. Es notoria la correspondencia de los resultados usando ambos métodos; la mediana estadística para el azimut en la ventana temporal $[0,530; 0,570]$ s en el análisis NMO es $120,02^\circ$. El error en la estimación del ángulo azimutal es de tan sólo $0,017\%$ en el análisis NMO, mientras que en el análisis AVO es del $0,075\%$. Aunque los datos son sintéticos, los resultados vía los dos métodos están próximos entre sí y no son iguales. Es de esperarse que en el análisis con datos reales los resultados coincidan menos todavía entre ellos.

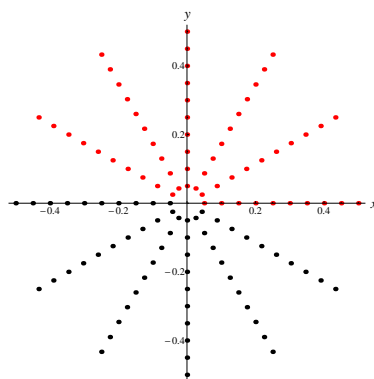


Figura 2.11: Geometría de la adquisición para los datos sintéticos. En negro se muestran las fuentes, mientras que en rojo se muestran los receptores (los ejes indican km).

³Los datos sintéticos fueron suministrados por el Dr. Vladimir Grechka.

Tabla 2.1: Distribución de los 60 pares fuente-receptor para los datos sintéticos.

Fuente		Receptor	
x (km)	y (km)	x (km)	y (km)
-0,050	0,000	0,050	0,000
-0,100	0,000	0,100	0,000
-0,150	0,000	0,150	0,000
-0,200	0,000	0,200	0,000
-0,250	0,000	0,250	0,000
-0,300	0,000	0,300	0,000
-0,350	0,000	0,350	0,000
-0,400	0,000	0,400	0,000
-0,450	0,000	0,450	0,000
-0,500	0,000	0,500	0,000
-0,043	-0,025	0,043	0,025
-0,087	-0,050	0,087	0,050
-0,130	-0,075	0,130	0,075
-0,173	-0,100	0,173	0,100
-0,217	-0,125	0,217	0,125
-0,260	-0,150	0,260	0,150
-0,303	-0,175	0,303	0,175
-0,346	-0,200	0,346	0,200
-0,390	-0,225	0,390	0,225
-0,433	-0,250	0,433	0,250
-0,025	-0,043	0,025	0,043
-0,050	-0,087	0,050	0,087
-0,075	-0,130	0,075	0,130
-0,100	-0,173	0,100	0,173
-0,125	-0,217	0,125	0,217
-0,150	-0,260	0,150	0,260
-0,175	-0,303	0,175	0,303
-0,200	-0,346	0,200	0,346
-0,225	-0,390	0,225	0,390
-0,250	-0,433	0,250	0,433
0,000	-0,050	0,000	0,050
0,000	-0,100	0,000	0,100
0,000	-0,150	0,000	0,150
0,000	-0,200	0,000	0,200
0,000	-0,250	0,000	0,250
0,000	-0,300	0,000	0,300
0,000	-0,350	0,000	0,350
0,000	-0,400	0,000	0,400
0,000	-0,450	0,000	0,450
0,000	-0,500	0,000	0,500
0,025	-0,043	-0,025	0,043
0,050	-0,087	-0,050	0,087
0,075	-0,130	-0,075	0,130
0,100	-0,173	-0,100	0,173
0,125	-0,217	-0,125	0,217
0,150	-0,260	-0,150	0,260
0,175	-0,303	-0,175	0,303
0,200	-0,346	-0,200	0,346
0,225	-0,390	-0,225	0,390
0,250	-0,433	-0,250	0,433
0,043	-0,025	-0,043	0,025
0,087	-0,050	-0,087	0,050
0,130	-0,075	-0,130	0,075
0,173	-0,100	-0,173	0,100
0,217	-0,125	-0,217	0,125
0,260	-0,150	-0,260	0,150
0,303	-0,175	-0,303	0,175
0,346	-0,200	-0,346	0,200
0,390	-0,225	-0,390	0,225
0,433	-0,250	-0,433	0,250

Tabla 2.2: Resultados obtenidos del análisis NMO para los datos sintéticos utilizando el código implementado.

$t0$ (s)	$sem0$	$semb$	$iter$	V_{cir} (km/s)	$El1$	$El2$	V_{min} (km/s)	V_{max} (km/s)	V_{ell}	V_{azm} (°)	$W11$ (s ² /m ²)	$W12$ (s ² /m ²)	$W22$ (s ² /m ²)
0,500	0,043	0,043	0	3,469	0,0000	0,0000	3,469	3,469	0,0000	90,00	0,08308	0,00000	0,08308
0,510	0,273	0,546	18	2,716	0,2969	-0,2630	2,486	3,683	0,4813	123,06	0,13555	0,04025	0,09990
0,520	0,395	0,837	12	2,629	0,2718	-0,3132	2,444	3,612	0,4778	120,03	0,14469	0,03932	0,09938
0,530	0,295	0,838	15	2,592	0,2747	-0,3172	2,408	3,580	0,4867	120,00	0,14884	0,04089	0,10163
0,540	0,249	0,821	16	2,574	0,2743	-0,3162	2,391	3,551	0,4850	120,02	0,15098	0,04141	0,10324
0,550	0,274	0,819	8	2,570	0,2698	-0,3110	2,390	3,519	0,4724	120,02	0,15146	0,04086	0,10436
0,560	0,294	0,831	8	2,558	0,2673	-0,3081	2,381	3,490	0,4656	120,02	0,15277	0,04083	0,10569
0,570	0,306	0,816	9	2,539	0,2699	-0,3105	2,362	3,477	0,4722	120,04	0,15509	0,04186	0,10693
0,580	0,294	0,797	6	2,539	0,2629	-0,3159	2,369	3,469	0,4648	119,50	0,15518	0,04079	0,10615
0,590	0,404	0,825	5	2,507	0,2576	-0,3197	2,344	3,421	0,4591	119,09	0,15913	0,04099	0,10826
0,600	0,069	0,069	0	2,702	0,0000	0,0000	2,702	2,702	0,0000	90,00	0,13692	0,00000	0,13692
0,610	0,037	0,037	0	2,815	0,0000	0,0000	2,815	2,815	0,0000	90,00	0,12615	0,00000	0,12615
0,620	0,026	0,026	0	2,944	0,0000	0,0000	2,944	2,944	0,0000	90,00	0,11538	0,00000	0,11538
0,630	0,020	0,020	0	3,092	0,0000	0,0000	3,092	3,092	0,0000	90,00	0,10462	0,00000	0,10462
0,640	0,024	0,024	0	3,092	0,0000	0,0000	3,092	3,092	0,0000	90,00	0,10462	0,00000	0,10462
0,650	0,348	0,481	9	3,352	0,5477	0,2197	2,595	4,515	0,7398	140,67	0,08898	0,04874	0,10854
0,660	0,270	0,912	18	2,588	0,2625	-0,3003	2,411	3,498	0,4508	120,12	0,14925	0,03918	0,10443
0,670	0,280	0,898	13	2,585	0,2695	-0,3077	2,404	3,532	0,4692	120,14	0,14963	0,04033	0,10358
0,680	0,268	0,397	5	3,109	0,4190	0,0463	2,589	4,002	0,5461	136,58	0,10343	0,04333	0,10822
0,690	0,278	0,904	11	2,566	0,2724	-0,3108	2,384	3,521	0,4770	120,15	0,15190	0,04138	0,10469
0,700	0,263	0,894	12	2,558	0,2763	-0,3156	2,375	3,534	0,4882	120,13	0,15280	0,04222	0,10457
0,710	0,321	0,905	5	2,547	0,2796	-0,3182	2,362	3,534	0,4963	120,18	0,15419	0,04310	0,10512
0,720	0,439	0,878	14	2,522	0,2771	-0,3145	2,340	3,483	0,4885	120,21	0,15726	0,04357	0,10780
0,730	0,066	0,066	0	2,512	0,0000	0,0000	2,512	2,512	0,0000	90,00	0,15846	0,00000	0,15846
0,740	0,037	0,037	0	2,651	0,0000	0,0000	2,651	2,651	0,0000	90,00	0,14231	0,00000	0,14231
0,750	0,028	0,028	0	2,815	0,0000	0,0000	2,815	2,815	0,0000	90,00	0,12615	0,00000	0,12615
0,760	0,024	0,024	0	3,092	0,0000	0,0000	3,092	3,092	0,0000	90,00	0,10462	0,00000	0,10462
0,770	0,018	0,018	0	3,469	0,0000	0,0000	3,469	3,469	0,0000	90,00	0,08308	0,00000	0,08308
0,780	0,017	0,017	0	3,588	0,0000	0,0000	3,588	3,588	0,0000	90,00	0,07769	0,00000	0,07769
0,790	0,017	0,017	0	4,220	0,0000	0,0000	4,220	4,220	0,0000	90,00	0,05615	0,00000	0,05615

Tabla 2.3: Resultados obtenidos del análisis AVO para los datos sintéticos utilizando el código implementado.

Ventana temporal (s)	Intercepto AVO	Gradiente AVO	Gradiente mínimo	Gradiente máximo	Azim (°)
[0,530; 0,570]	$0,109 \times 10^{-2}$	$[-0,893 \times 10^{-3}; -0,735 \times 10^{-3}; -0,508 \times 10^{-4}]$	$-0,132 \times 10^{-2}$	$0,375 \times 10^{-3}$	120,09

CAPÍTULO

3

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como se mencionó en el capítulo 2, las zonas productoras en el campo Catalina corresponden a las calizas de la formación Rosa Blanca y del miembro Salada de la formación La Luna. La estimación de fracturamiento en el campo se llevó a cabo en una ventana temporal para los datos sísmicos que corresponden a la formación La Luna.

En la figura 3.1 se muestran las ubicaciones de los CDP gathers que tienen un cubrimiento no menor a 60 trazas. Dentro de este grupo, no todos los CDP gathers tienen valores considerables de la semblanza¹ en la ventana temporal de interés, por lo que el mapa de las fracturas estimadas no proporciona direcciones azimutales para algunas ubicaciones.

A continuación se presentan los resultados obtenidos, seguidos de una breve interpretación y discusión de ellos.

3.1. Valores de excentricidad

En la figura 3.2 se muestran las direcciones estimadas de las fracturas en cada CDP (los espacios donde no se dibujan segmentos corresponden a CDP gathers donde la semblanza en la ventana temporal seleccionada no es lo suficientemente grande para

¹Cuando el valor de la semblanza es mayor o igual a 0,1 se considera lo suficientemente grande para realizar el análisis azimutal que estima las direcciones de fracturamiento.

realizar el análisis). También se muestra la excentricidad² de las elipses NMO en el campo. Valores de la excentricidad mayores al 5 % (0,1 en la escala $0 < e < 2$) indican que el reflector puede tener un buzamiento significativo. En la figura puede notarse que los valores más altos de la excentricidad se obtienen en los sectores este y oeste del campo³, incluso mayores a 0,1, lo que puede indicar que el buzamiento del reflector en estos sectores sea apreciable; no es posible garantizarlo con certeza principalmente por dos razones: (1) los valores elevados coinciden con sectores del campo donde los CDP gathers tienen menos de 60 trazas (y por tal razón no son tenidos en cuenta en los cálculos), o porque no se obtuvieron estimaciones de direcciones de fracturas debido a los bajos valores de las semblanzas, y (2) los efectos del buzamiento del reflector, la anisotropía del medio, y la variación lateral de la velocidad típicamente se enmascaran entre sí en la contribución a la velocidad NMO, por lo que se hace necesario un análisis más detallado (por ejemplo una tomografía de tiempos de viaje para toda el intervalo).

3.2. Cociente V_{min}/V_{max}

En la figura 3.3 se muestra la distribución del cociente V_{min}/V_{max} (V_{min} y V_{max} son los semiejes menor y mayor de la elipse, respectivamente). Es interesante notar que para la gran mayoría de los CDP gathers es cercano a la unidad. Esto indica que la anisotropía *azimutal* dentro de la ventana temporal estudiada es débil. Sin embargo, es posible que la anisotropía del medio no lo sea.

3.3. Distribución azimutal de las fracturas

En las figuras 3.2 o 3.3 también pueden notarse tendencias marcadas en las direcciones de las fracturas dentro del campo. En la figura 3.4(a) se muestra la frecuencia de las direcciones azimutales de las fracturas.

Para efectos de análisis y comparación con las fracturas en la formación Rosa Blanca, en la figura 3.4(b) se presenta la orientación de las 154 fracturas identificadas mediante el análisis de corazones pertenecientes al intervalo 5880 – 6085 de dicha formación, realizado por la empresa Core Laboratories Venezuela S.A. Un mayor detalle de las mismas conforma el anexo 10 del informe de solicitud de comercialidad entregado por Harken (Harken de Colombia 1998). Como puede verse en la figura 3.4(b), no existe una orientación preferencial cuando se incluye el conjunto total de fracturas. Las tendencias

²La excentricidad se calcula según la expresión

$$e = 2 \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max} + V_{min}},$$

de modo que $0 < e < 2$.

³En los bordes de la figura 3.2 se encuentran los valores más elevados, pero esto se debe a la falta de cubrimiento azimutal en esos CDP's.

en la orientación aparecen cuando se analizan las fracturas por tipos (las mineralizadas, o sea aquellas que presentan cemento calcáreo tipo calcita y que las cicatrizan parcial o totalmente, y las abiertas o con porosidad vugular, las cuales no presentan cemento calcáreo o que está parcialmente disuelto). En la figura 3.5 se muestran las fracturas por tipos. En la figura 3.5(a) se puede ver que las fracturas mineralizadas o selladas tienen una orientación preferencial N/NE–S/SW y están inclinadas con ángulos altos superiores a 70° preferencialmente al SE. En la figura 3.5(b) se puede ver que dentro de las fracturas abiertas se destacan dos grupos: las que tienen una orientación E–W, que tienen altos buzamientos (entre 70° y 90°) y están asociadas al plegamiento, y las que están alineadas al fallamiento, con rumbo NW y buzamientos entre 40° y 60° .

La estimación de direcciones de fracturas mediante la técnica de la elipse NMO equivalente no permite diferenciar entre fracturas abiertas o selladas; por eso no es posible hacer una separación por tipos. Sin embargo, es de notar en la figura 3.4 que las direcciones preferenciales son $N40^\circ - 50^\circ W$, $N40^\circ - 50^\circ E$, y E–W. La primera resulta casi paralela al eje del anticlinal (y por lo tanto son fracturas asociadas al plegamiento), y la segunda casi perpendicular al mismo (y por lo tanto son fracturas asociadas al fallamiento). La interpretación del registro FMI adelantada por Schlumberger en el intervalo 4800 – 6440 que involucra las dos formaciones de interés, resalta la existencia de dos sistemas principales de fracturas. El primero de ellos conformado por fracturas aparentemente abiertas según se deduce de la respuesta conductiva asociada al relleno con lodo de perforación. El segundo sistema estaría constituido por fracturas cicatrizadas con cemento calcáreo por lo que su respuesta eléctrica es resistiva. Las fracturas abiertas o conductivas tienen una dirección general $N40^\circ - 60^\circ E$ y están inclinadas con ángulos superiores a los 75° al norte o al sur. Las fracturas cerradas o resistivas tienen una dirección general $N40^\circ - 50^\circ W$ y presentan la misma inclinación de las abiertas (Meza and Amaya 2001). Esta información está de acuerdo con la obtenida en el trabajo.

Con base en registros FMI se determinó el rumbo y la dirección de buzamiento de las fracturas del pozo Catalina-1 por intervalos, representados en la figura 3.6 por B, C, D, E, F, G, H, I, y J, restringidos a la formación La Luna. De forma general se observa que la tendencia de fracturamiento es NE–SW buzando hacia el SE (Ortiz et al. 2002). Los resultados obtenidos en el trabajo coinciden para las tendencias $N40^\circ - 50^\circ E$ y E–W.

3.4. Análisis de atributos sísmicos: coherencia

Para tener una mayor certeza de los resultados obtenidos, se llevó a cabo un análisis del atributo sísmico coherencia. Se calculó primero la coherencia en el reflector de interés, y luego se superpuso el mapa de fracturas con la imagen de coherencia. En la figura 3.7 se muestra una imagen PSTM⁴ del campo y la posición del reflector de interés

⁴Siglas en inglés de *pre-stack time migration* (migración pre-apilado en tiempo).

en el subsuelo, y en la figura 3.8 se muestran los resultados de la coherencia en él. En la parte superior de la figura se nota una franja oscura, lo que evidencia el cruce de una de las fallas con el horizonte.

En la figura 3.9 se muestra la superposición del mapa de fracturas con la imagen de coherencia.

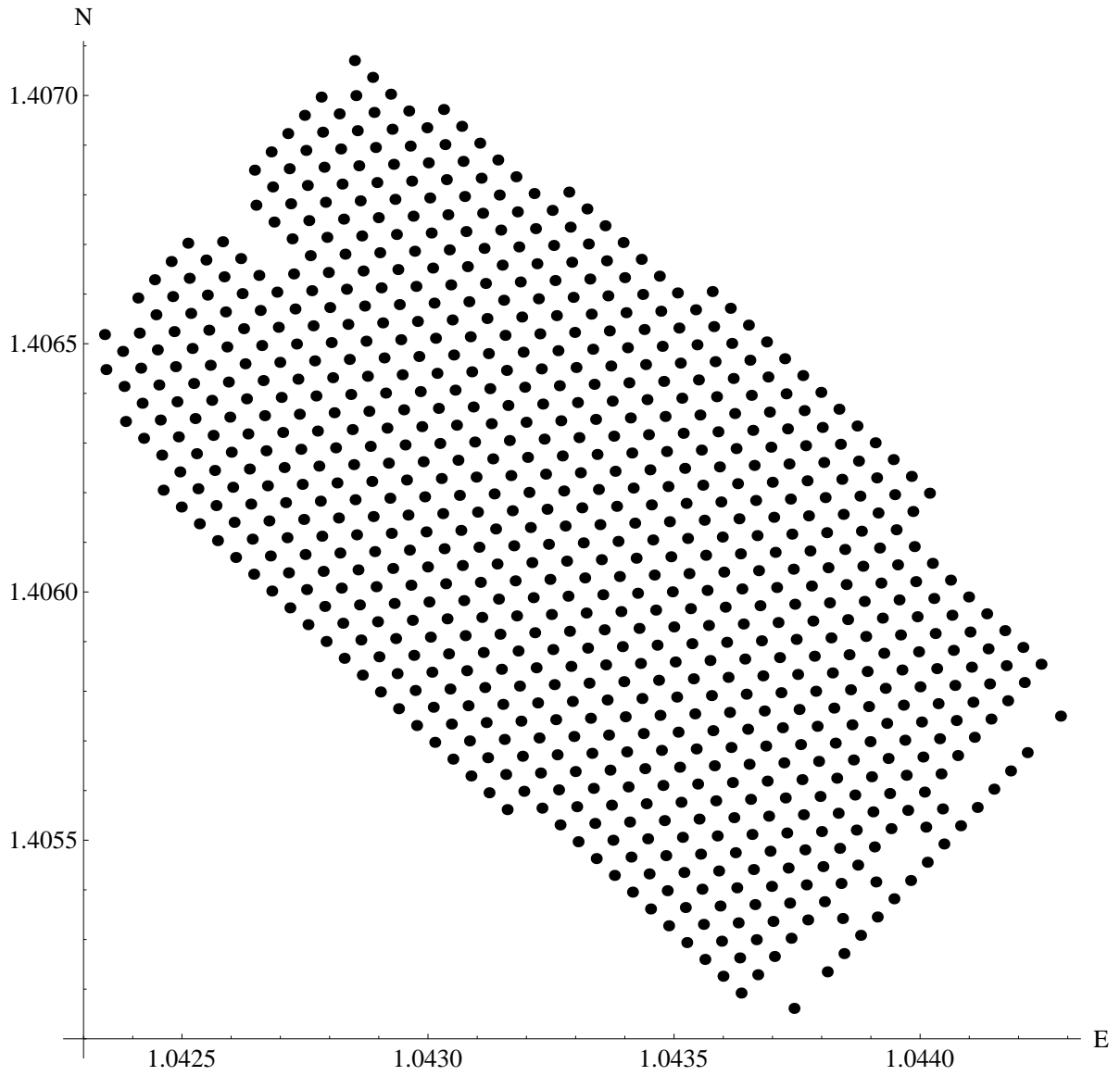


Figura 3.1: Localización de los CDP gathers con un cubrimiento mayor o igual a 60 trazas (los ejes indican millones).

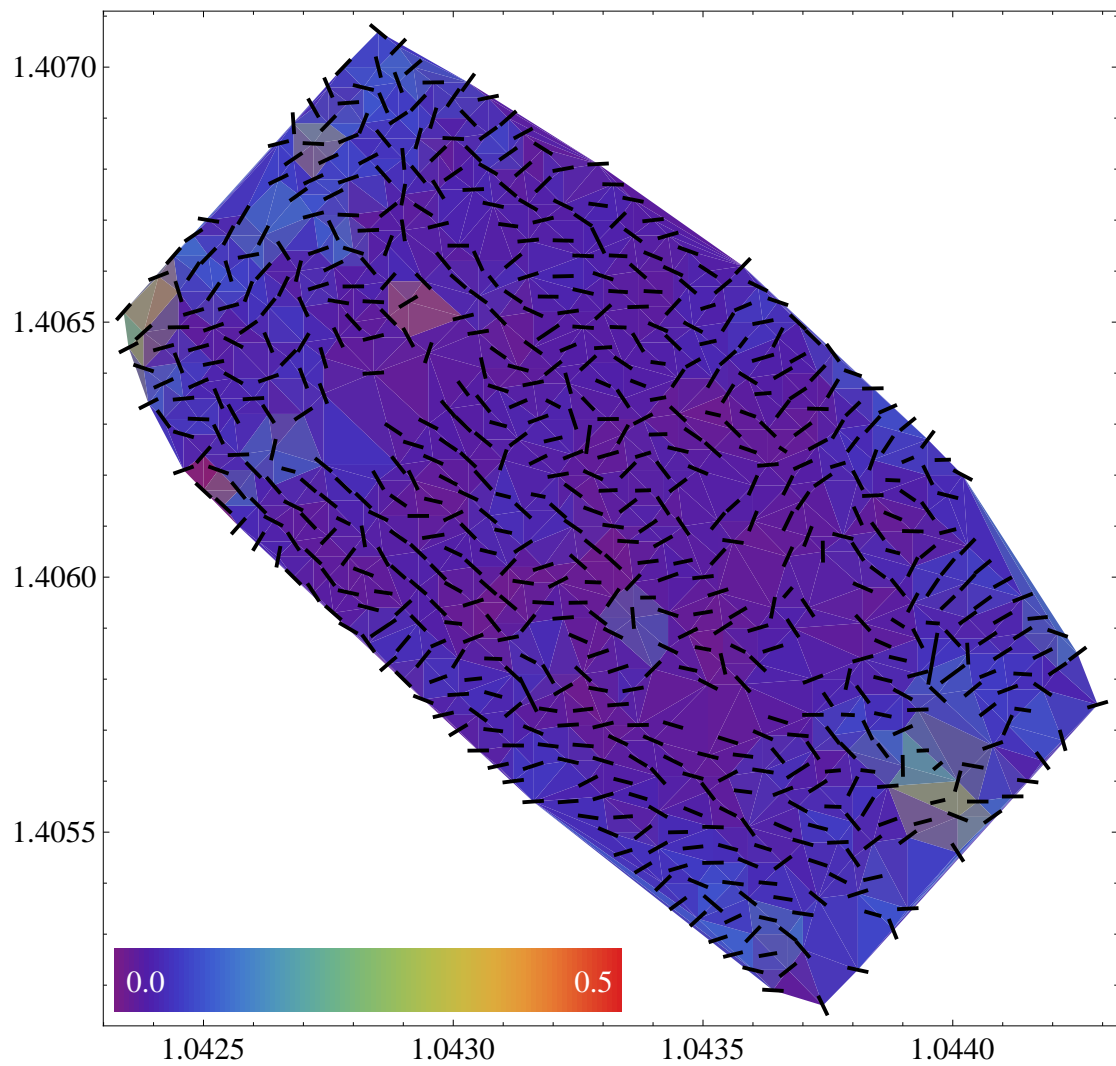


Figura 3.2: Mapa de fracturas del campo Catalina. Se muestra la distribución de la excentricidad de las elipses NMO en el campo. El eje horizontal va en dirección Este, y el eje vertical va en dirección Norte (los ejes indican millones).

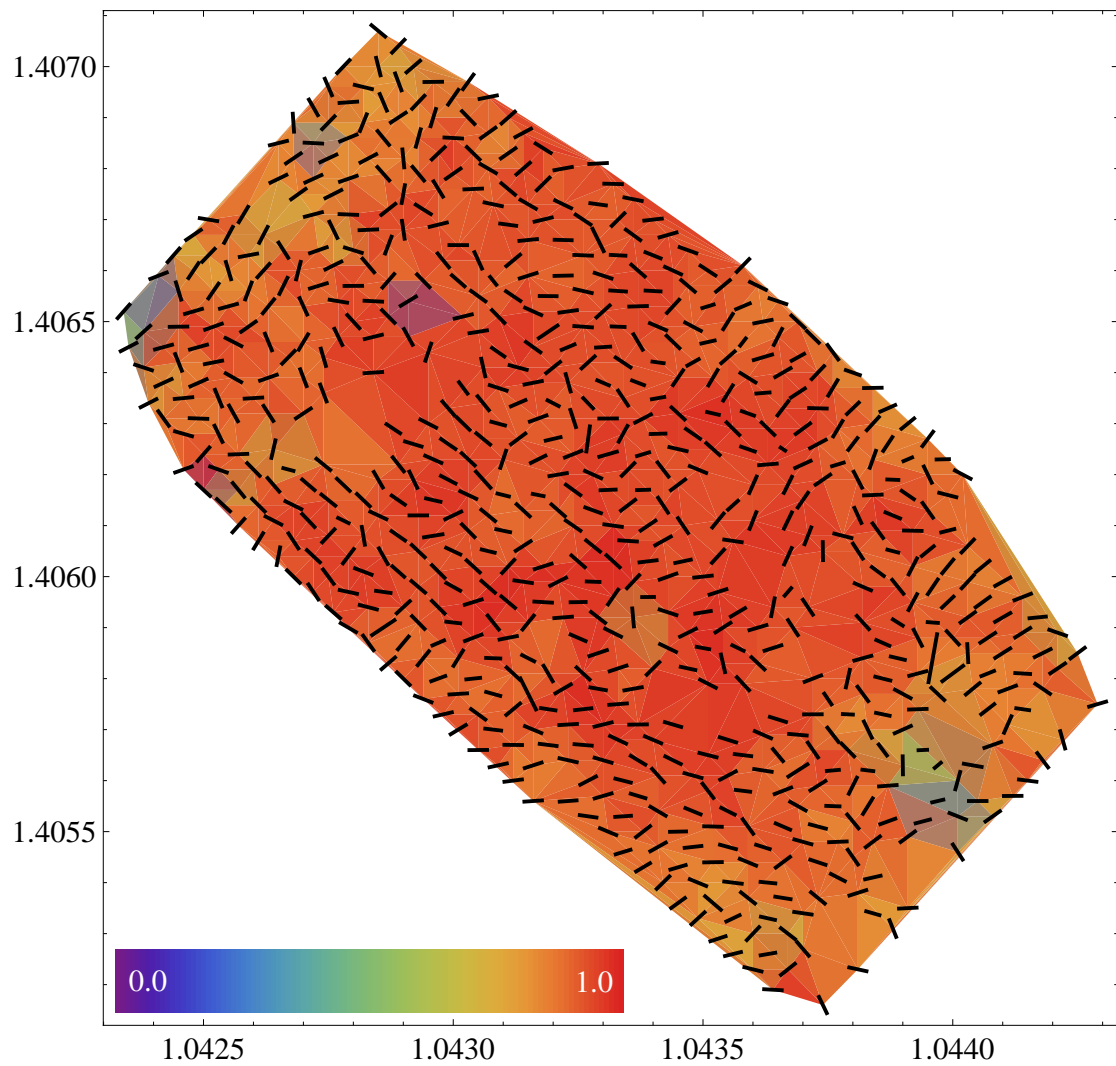


Figura 3.3: Mapa de fracturas del campo Catalina. Se muestra la distribución del cociente V_{min}/V_{max} (donde V_{min} y V_{max} son los semiejes menor y mayor de las elipses, respectivamente) para las elipses NMO equivalentes calculadas en el campo Catalina. El eje horizontal va en dirección Este, y el eje vertical va en dirección Norte (los ejes indican millones).

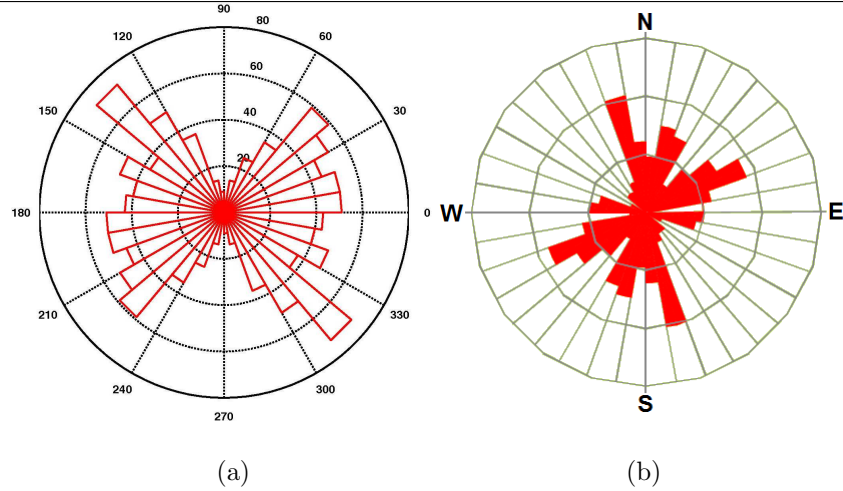


Figura 3.4: Frecuencia azimuthal de las fracturas en el campo Catalina. (a) Formación La Luna. Las direcciones fueron estimadas con el método de la elipse NMO equivalente (0° es E, y 90° es N). (b) Formación Rosa Blanca. Las direcciones fueron obtenidas mediante el análisis de corazones pertenecientes al intervalo 5880 – 6085 de la formación Rosa Blanca, realizado por la empresa Core Laboratories Venezuela S.A. Un mayor detalle de las mismas conforma el anexo 10 del informe de solicitud de comercialidad entregado por Harken (Harken de Colombia 1998) (esta última tomada de (Meza and Amaya 2001)).

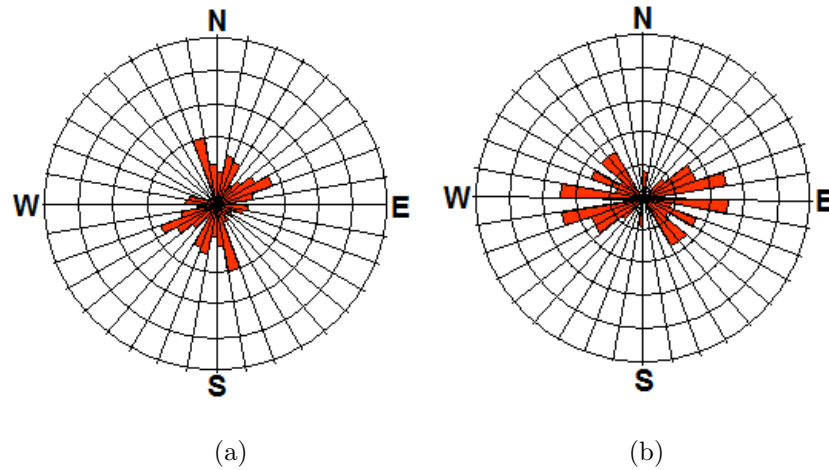


Figura 3.5: Tendencias en la orientación de los distintos tipos de fracturas en la formación Rosa Blanca. (a) Fracturas mineralizadas o selladas, con orientación preferencial N/NE-S/SW e inclinadas con ángulos altos superiores a 70° preferencialmente al SE. Estas fracturas no deben contribuir mayormente al flujo. (b) Orientación de las fracturas abiertas que contribuyen altamente al flujo. Se destacan por su número las asociadas al plegamiento, caracterizadas por altos buzamientos ($70^\circ - 90^\circ$) y orientación E-W. En menor proporción se observan aquellas asociadas al fallamiento, con rumbo NW y buzamientos de $40^\circ - 60^\circ$ (tomadas de (Meza and Amaya 2001)).

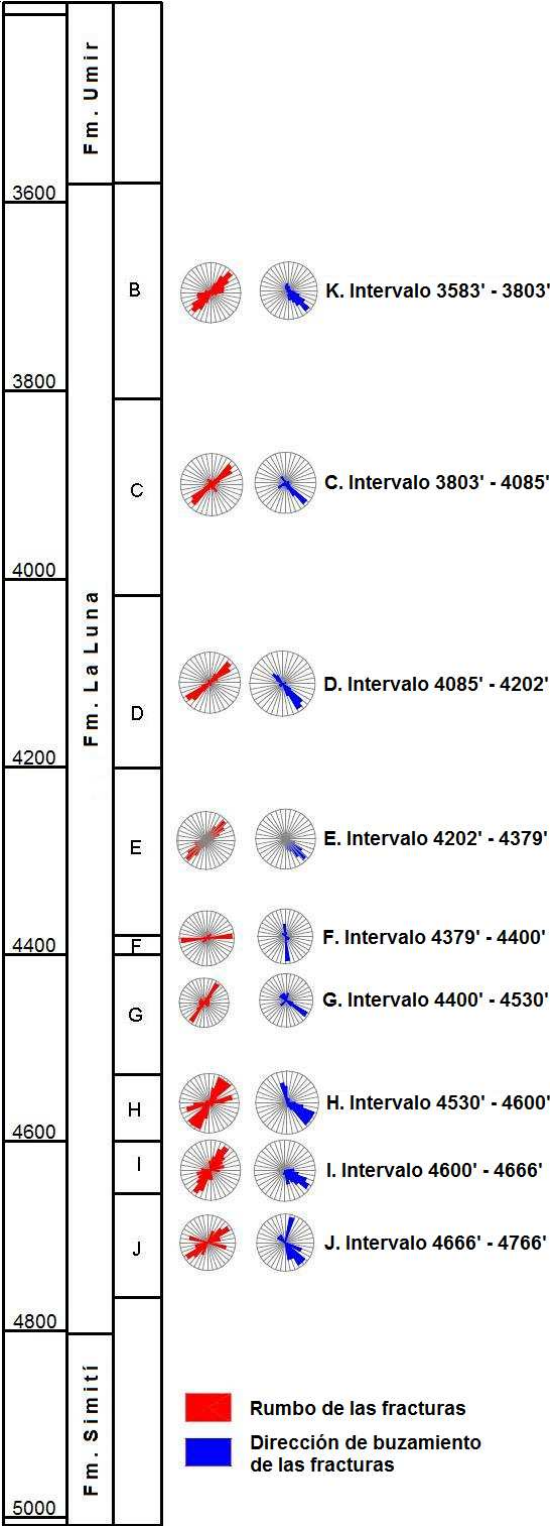


Figura 3.6: Rumbo y dirección de buzamiento de las fracturas del pozo Catalina-1 (con base en registros FMI) por intervalos, representados por B, C, D, E, F, G, H, I, y J, restringidos a la formación La Luna. De forma general se observa que la tendencia de fracturamiento es NE-SW buzando hacia el SE (tomada de (Ortiz et al. 2002)).

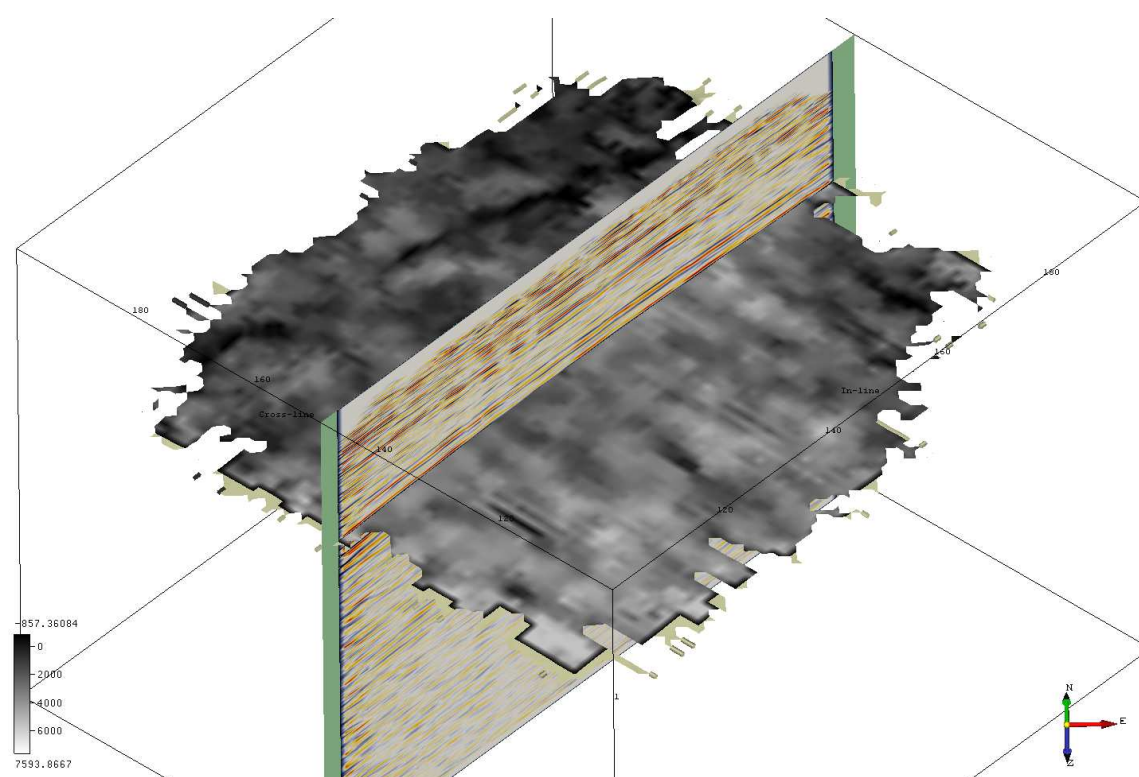


Figura 3.7: Imagen PSTM del campo donde se muestra la ubicación del horizonte de interés en la formación La Luna.

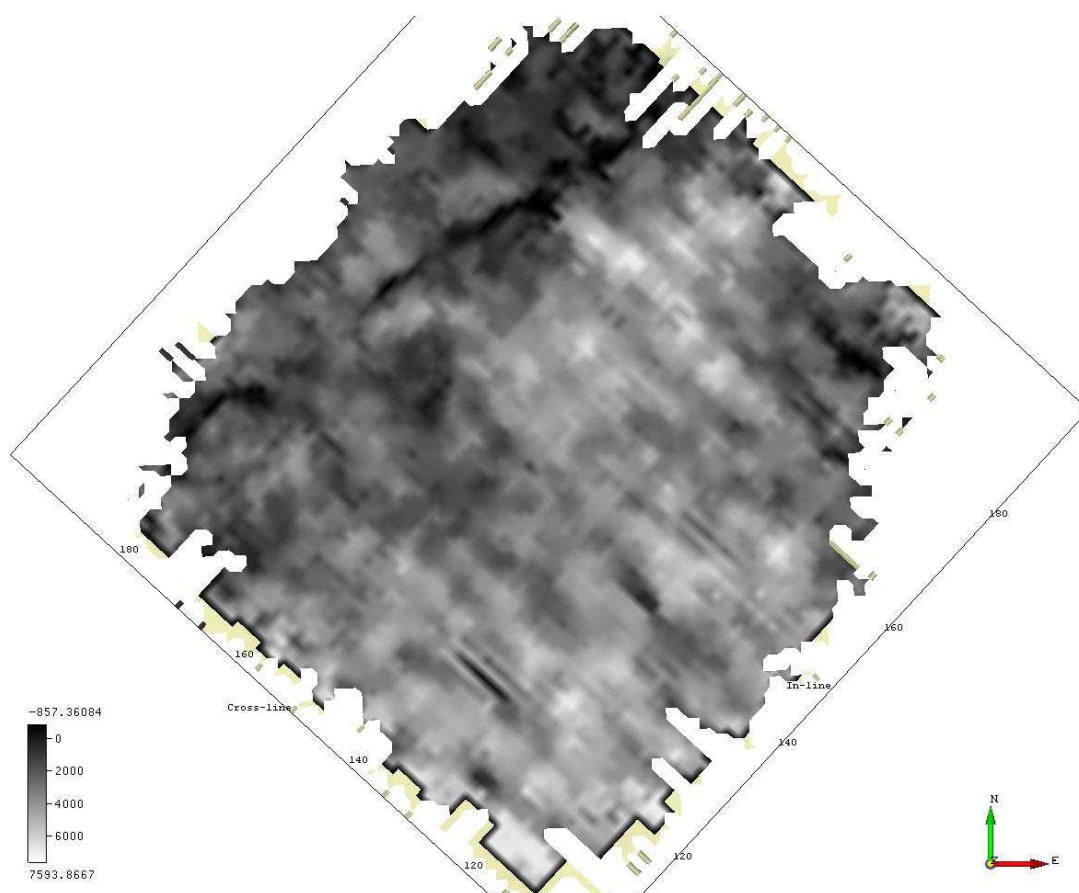


Figura 3.8: Imagen del atributo sísmico coherencia en el horizonte de interés en la formación La Luna. En la parte superior puede distinguirse una de las fallas que atraviesan el campo.

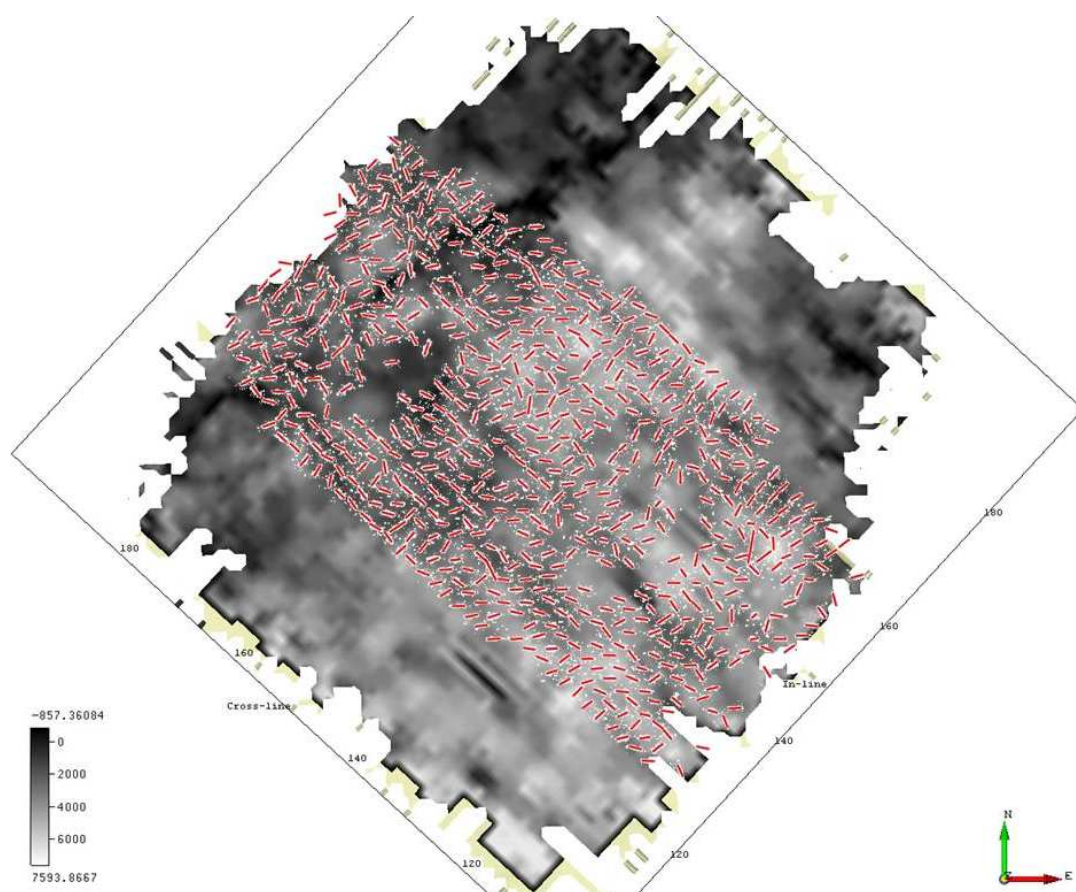


Figura 3.9: Superposición del mapa de fracturas en la imagen de coherencia para el horizonte de interés (formación La Luna).

CAPÍTULO

4

CONCLUSIONES

Del presente trabajo puede concluirse que:

- Los datos sísmicos pueden resolver fracturas relativamente grandes, de tamaños comparables o mayores a las longitudes de onda sísmicas. Muchas fracturas de longitudes subsísmicas, de interés en la exploración de hidrocarburos, no pueden ser resueltas directamente, por lo que casi toda la información sobre ellas se infiere de los datos sísmicos usando teorías de medios efectivos. La anisotropía inducida por fracturamiento se aproxima a la ortorrómbica.
- La técnica de la elipse NMO equivalente se basa en el hecho de que la velocidad NMO para un CMP gather sobre un reflector buzante depende de su buzamiento, de su rumbo, y de la velocidad de la onda en el medio. Esto significa que el normal moveout en medios anisótropos es influenciado por variaciones angulares en la velocidad, y por lo tanto contiene información acerca de los parámetros de anisotropía del medio.
- El campo Catalina está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. La secuencia sedimentaria en el área está representada por rocas de edad Cretácea y Terciaria con un espesor aproximado de 6500 ft que reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas del grupo Girón. En toda la secuencia las rocas muestran como característica general una capacidad muy pobre de almacenamiento, restringiéndose la misma a los intervalos con mayor contenido de fragmentos fósiles, algunos de los cuales se encuentran parcialmente disueltos

generando poros grandes pero aislados. Las zonas productoras corresponden a las calizas de la formación Rosa Blanca y del miembro Salada de la formación La Luna. Estas formaciones son altamente complejas debido a que se encuentran naturalmente fracturadas.

- La interpretación del registro FMI adelantada por Schlumberger en el intervalo 4800 – 6440 que involucra las formaciones La Luna y Rosa Blanca resalta la existencia de dos sistemas principales de fracturas. El primero de ellos conformado por fracturas aparentemente abiertas según se deduce de la respuesta conductiva asociada al relleno con lodo de perforación. El segundo sistema estaría constituido por fracturas cicatrizadas con cemento calcáreo por lo que su respuesta eléctrica es resistiva. Las fracturas abiertas o conductivas tienen una dirección general $N40^{\circ} - 60^{\circ}E$ y están inclinadas con ángulos superiores a los 75° al norte o al sur. Las fracturas cerradas o resistivas tienen una dirección general $N40^{\circ} - 50^{\circ}W$ y presentan la misma inclinación de las abiertas. Las direcciones estimadas mediante la técnica de la elipse NMO equivalente coinciden con la interpretación de este registro.
- Según las estimaciones realizadas en el trabajo, las orientaciones de las fracturas en las formaciones La Luna y Rosa Blanca coinciden relativamente bien para las direcciones E–W, NE–SW, y NW–SE. Sin embargo, la comparación entre los registros FMI *para la formación La Luna* y las estimaciones en este trabajo coinciden solamente en las direcciones $N40^{\circ} - 50^{\circ}E$ y E–W. La tendencia $N40^{\circ} - 50^{\circ}W$ no aparece en los registros FMI.
- Las direcciones preferenciales obtenidas en el trabajo son $N40^{\circ} - 50^{\circ}W$, $N40^{\circ} - 50^{\circ}E$, y E–W. La primera resulta casi paralela al eje del anticlinal (y por lo tanto son fracturas asociadas al plegamiento), y la segunda casi perpendicular al mismo (y por lo tanto son fracturas asociadas al fallamiento).

BIBLIOGRAFÍA

- Alkhalifah, T., and I. Tsvankin. 1995. "Velocity analysis in transversely isotropic media." *Geophysics* 60:1550–1566.
- Chopra, S., and K. J. Marfurt. 2007. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization*. SEG geophysical developments series No. 11. SEG - EAGE.
- Cohen, J. K. 1998. "A convenient expression for the NMO velocity function in terms of ray parameter." *Geophysics* 63:275–278.
- Cooper, S. C., R. L. Cutbertson, and S. C. Voss. 1998. "The first two horizontal underbalanced wells drilled in Colombia both yield outstanding results." Harken de Colombia, Ltda., Bolivar association contract.
- Etayo-Serna, F., G. Renzoni, and D. Barrero, eds. 1969. *Contornos sucesivos del mar Cretáceo en Colombia*. Memorias del I Congreso Colombiano de Geología.
- Forel, D., and G. H. F. Gardner. 1988. "A three-dimensional perspective on two-dimensional dip moveout." *Geophysics* 53:604–610.
- Galarza, Y. L. Gómez, and D. L. Rovira González. 1997. Modelo tectónico-deposicional y evaluación del potencial de hidrocarburos de la secuencia del Cretáceo Inferior en el área de influencia de los campos Buturama y Crisol (Valle Medio del Magdalena).
- Gómez, J. A. 1991. "Resumen geológico de la cuenca Valle Medio del Magdalena." UIS.
- Grechka, V., and M. Kachanov. 2006. "Seismic characterization of multiple fracture sets: does orthotropy suffice?" *Geophysics* 71:D93–D105.

- Grechka, V., and I. Tsvankin. 1998. "3-D description of normal moveout in anisotropic inhomogeneous media." *Geophysics* 63:1079–1092.
- Halle, D., N. R. Hill, and J. Stefani. 1992. "Imaging salt with turning seismic waves." *Geophysics* 57:1453–1462.
- Harken de Colombia, Ltda. 1998. "Presentación técnica: precomercialidad pozos Olivo-1 y Catalina-1." Reporte técnico.
- Hubral, P., and T. Krey. 1980. "Interval velocities from seismic reflection measurements." *Soc. Expl. Geophys.*
- Hudson, J. A. 1980. "Overall properties of a cracked solid." *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*, vol. 88.
- Kachanov, M. 1980. "Continuum model of medium with cracks." *Journal of the Engineering Mechanics Division, ASCE* 106:304–335.
- Levin, F. K. 1971. "Apparent velocity from dipping interface reflections." *Geophysics* 36:510–516.
- Meza, N. S., and C. A. Amaya. 2001, Enero. "Estudio técnico de comercialidad del campo Catalina, yacimientos La Luna y Rosa Blanca, cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia." Reporte técnico.
- Morales, L. G. 1958. "General geology and oil occurrences of de Middle Magdalena Valley, Colombia." In *Habitat of oil*, 641–695. AAPG. The Colombian petroleum industry.
- Narhari, S. R., A. L. Al-Kandari, V. K. Kidambi, S. Al-Ashwak, and B. Al-Qadeeri, eds. 2009. *Understanding fractures from seismic data: North Kuwait case study*. 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts.
- Ortiz, A., M. A. Suárez, C. I. Escobar, A. Reyes, S. Guevara, and C. C. Piedrahíta. 2002, Diciembre. "Yacimientos naturalmente fracturados de Colombia - Herramientas utilizadas en la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados." Reporte técnico.
- Rüger, A., ed. 1996. *Variations of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media*. 66th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts.
- Roxar. 2001, Febrero. "Final report: technical review and audit Catalina field, Colombia." Reporte técnico.
- Sayers, C. 2007. "Introduction to this special section: Fractures." *The Leading Edge* 26:1102–1105.
- Schoenberg, M. 1980. "Elastic waves across a linear slip interface." *Journal of the Acoustical Society of America* 68:1516–1521.
- Schoenberg, M., and C. Sayers. 1995. "Seismic anisotropy of fractured rock." *Geophysics* 60:204–211.
- Thomsen, L. 1986. "Weak elastic anisotropy." *Geophysics* 51:1954–1966.

-
- Tsvankin, I. 1995. "Normal moveout from dipping reflectors in anisotropic media." *Geophysics* 60:268–284.
- . 1997a. "Anisotropic parameters and P-wave velocity for orthorhombic media." *Geophysics* 62:1292–1309.
- . 1997b. "Reflection moveout and parameter estimation for horizontal transverse isotropy." *Geophysics* 62:614–629.
- Tsvankin, I., and L. Thomsen. 1994. "Nonhyperbolic reflection moveout in anisotropic media." *Geophysics* 59:1290–1304.